

São Paulo, 08 de maio de 2015 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T15**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. As comparações referem-se ao 1T14, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA CRESCIMENTO DE 24% NO EBITDA NO 1T15

Indicadores (R\$ Milhões)	1T15	1T14	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	15.114	15.507	-2,5%
Mercado Cativo	11.152	11.355	-1,8%
TUSD	3.962	4.153	-4,6%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	7.405	5.027	47,3%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	5.059	3.739	35,3%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	972	787	23,5%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	1.146	1.086	5,5%
Lucro Líquido (IFRS)	142	174	-18,4%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	300	396	-24,1%
Investimentos	331	240	37,8%

Notas:

(1) Exclui Receita de Construção;

(2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;

(3) O EBITDA Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;

(4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 1T15

- Redução de **2,5%** nas vendas na **área de concessão - residencial (+0,2%), comercial (+0,5%) e industrial (-5,1%)**
- **Investimentos de R\$ 331 milhões** no 1T15
- Antecipação da entrada em operação comercial do **parque eólico Morro dos Ventos II** – CPFL Renováveis (abr/15)
- **Projeto da PCH Boa Vista II**, com capacidade instalada de 26,5 MW e 14 MW médios de garantia física, foi **vencedor no 21º LEN - Leilão A-5** (abr/15)
- Reajuste tarifário da **CPFL Paulista**, em abr/15, com um efeito médio de 4,67% a ser percebido pelos consumidores
- Definição da **2ª fase da Audiência Pública nº 23** (metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em abr/15
- Aprovação da proposta de **aumento de capital por meio de bonificação de ações**; **novas ações** distribuídas aos acionistas em **06/mai/15**
- Variação das **ações da CPFL Energia** de **+10,7%** na BM&FBOVESPA e de **-8,4%** na NYSE no 1T15
- **CPFL Energia** divulgou, em 30/mar, seu **Relatório Anual 2014**, baseado nas **diretrizes GRI G4** e, pela 1ª vez, na **estrutura IIRC**

Teleconferência em Português com Tradução Simultânea para o Inglês (Q&A Bilingue)

- Segunda-feira, 11 de maio de 2015 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- Webcast: www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083
ri@cpfl.com.br
www.cpfl.com.br/ri

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO	5
3) VENDAS DE ENERGIA.....	7
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	7
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	8
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo	8
3.1.3) TUSD	9
3.2) Capacidade Instalada de Geração.....	9
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	10
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	11
4.2) Apresentação dos números gerenciais	12
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
5.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	12
5.2) Receita Operacional	13
5.3) Custo com Energia Elétrica.....	13
5.4) Custos e Despesas Operacionais	14
5.5) EBITDA.....	16
5.6) Resultado Financeiro.....	16
5.7) Lucro Líquido	17
6) ENDIVIDAMENTO.....	17
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	17
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida	19
6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	20
6.4) Dívida Líquida e Alavancagem.....	22
7) INVESTIMENTOS	22
8) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	24
9) MERCADO DE CAPITALIS.....	25
9.1) Desempenho das Ações	25
9.2) Volume Médio Diário	26
9.3) Ratings	27
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	27
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/03/2015.....	28
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	29
12.1) Segmento de Distribuição	29
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	29
12.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	29
12.1.1.2) Receita Operacional	30
12.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	31
12.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais	32
12.1.1.5) EBITDA.....	33
12.1.1.6) Resultado Financeiro	33
12.1.1.7) Lucro Líquido	34
12.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	35
12.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015	36

12.1.4) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	37
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	37
12.3) Segmento de Geração Convencional	38
12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	38
12.4) CPFL Renováveis.....	40
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	40
12.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%	42
13) ANEXOS.....	44
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	44
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	45
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	46
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)	47
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	48
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (IFRS).....	49
13.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial).....	50
13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)	51
13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)	52
13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS).....	53
13.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	54
13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	55
13.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	57
13.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	58

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O ano de 2015 iniciou repleto de desafios, com o pior Janeiro da história em termos de chuva na região Sudeste, que representa 70% da capacidade de armazenamento dos reservatórios do Brasil. Tal efeito obrigou o Operador do Sistema Nacional (ONS) a manter o despacho térmico a todo vapor. Felizmente, a partir do final de Março, a maior incidência de chuvas diminuiu consideravelmente o risco de falta de energia nos países em 2015.

Ao final do mês de Fevereiro, foi aprovado o aumento das Bandeiras Tarifárias para R\$55/MWh (bandeira vermelha) e R\$25/MWh (bandeira amarela), para que os custos reais das Distribuidoras com Exposição Involuntária, Despacho Térmico e ESS sejam melhor refletidos nas tarifas dos consumidores. A ANEEL autorizou também Revisões Tarifárias Extraordinárias, implementadas no início de Março, para repassar os significativos incrementos na cota de CDE, que não terá mais subsídios do Tesouro Nacional, e também para repassar os aumentos nos custos de compra de energia, em especial a parcela paga para Itaipu e energia comprada através de leilões regulados. Ambos os mecanismos ajudarão a diminuir o descasamento de caixa das Distribuidoras de energia, melhorando significativamente o capital de giro dessas empresas ao longo de 2015 e 2016. Só em CVAs acumuladas, o grupo CPFL tinha R\$ 1,3 bilhão a receber ao final do 1T15, valor que passará a ser cobrado nas tarifas a partir do Reajuste Ordinário de cada uma de nossas distribuidoras.

O consumo na área de concessão das Distribuidoras do grupo caiu 2,5% na comparação com o 1T14, uma combinação da retração na atividade industrial, classe na qual o consumo foi reduzido em 5,1%, com a estabilidade das classes residencial e comercial, que aumentaram seu consumo em 0,3%. O baixo crescimento das classes é explicado pela base comparativa elevada no 1T14, que havia crescido extraordinariamente 12,6% em função de uma temperatura recorde. Na comparação mais realista do 1T15 com o 1T13, o crescimento médio anual das classes residencial e comercial somadas ficou em 6,3%.

No mês de Abril, a ANEEL apresentou os resultados da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que trata das metodologias do 4º ciclo de revisão tarifária das Distribuidoras. Itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros estão definidos e estamos avaliando o impacto dessas mudanças em nossas operações. Ainda no mês de Abril, a ANEEL abriu as discussões da Base de Remuneração Regulatória, último item pendente da metodologia de revisão tarifária.

A geração convencional continua sofrendo com os efeitos do GSF (Generation Scaling Factor), em função da menor geração hidráulica e da necessidade de compra de energia para honrar a energia contratada. No entanto, a CPFL vem atuando em conjunto com empresas, entidades representantes do setor e do governo, para achar soluções para o GSF que aumentem a segurança do sistema e diminuam os impactos financeiros para os geradores.

No segmento de energias Renováveis, destacamos a antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos (29,2 MW) em 16 de abril de 2015. Até o final de 2015, a energia gerada por este parque será injetada no sistema e vendida no mercado de curto prazo; em Janeiro de 2016, inicia-se o contrato de venda de energia do leilão A-5 de 2011. Com essa nova usina, a capacidade em operação da nossa subsidiária CPFL Renováveis passou para 1.802 MW.

Além da antecipação de Morro dos Ventos, destacamos também a comercialização no 21º Leilão de Energia A-5, realizado no dia 30 de abril de 2015, de 14,0 MW médios de energia da PCH Boa Vista II, localizada em Minas Gerais, com 26,5 MW de capacidade. A vigência do contrato será de 30 anos, com início de suprimento de energia em 2020. Porém, faz-se necessário o desenvolvimento de novas fontes de financiamento privado para suportar o iminente crescimento do setor, dada a diminuição da participação do BNDES como fonte de financiamento dos novos projetos de Geração, Transmissão e também das atividades de Distribuição.

O segmento de Comercialização continua apresentando resultados positivos, batendo as metas estipuladas pela companhia, apesar do cenário de menor liquidez no mercado de energia e

redução dos preços de energia no mercado de curto prazo, fatores que reduzem as oportunidades de ganho para a comercializadora.

Todos nós do grupo CPFL continuamos empenhados em superar os desafios impostos pela desaceleração macro econômica, pelas severas condições hidrológicas no passado recente e pelos aumentos de tarifa impostos aos consumidores, que trazem incertezas quanto ao desempenho do mercado na área de concessão das distribuidoras. Mas, acima de tudo, a CPFL busca sempre soluções estruturais para o setor elétrico Brasileiro, que tragam Sustentabilidade para a matriz energética do país e para nossos negócios.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

No último trimestre destacamos a continuação do movimento de moderada aceleração das economias avançadas e desaceleração das emergentes. No tocante às economias avançadas notam-se respostas positivas aos pacotes de estímulos monetários dos bancos centrais da zona Euro e Japão.

Ainda que baseada em bons fundamentos, a economia americana sofreu ligeira desaceleração no início do ano, bastante influenciada por motivos climáticos. Assim, a produção industrial encerrou o 1T15 com crescimento de 3,2% ante o 1T14 e desaceleração de 0,1% ante o 4T14 (com ajuste sazonal). No mesmo tipo de comparação, as vendas do varejo registraram crescimento de 2,2% ante o 1T14 e desaceleração na margem (-1,3% ante o 4T14, com ajuste).

O ritmo de expansão mais lento nota-se em diversos setores, como o consumo das famílias, o investimento residencial e a criação mensal de empregos. Os indicadores de confiança do consumidor e da indústria (universidade de Michigan, Conference Board e Institute for Supply Management), anotaram queda na última leitura (março/15), mas permanecem em terreno positivo há mais de 2 anos, o que reforça a expectativa de crescimento do PIB acima dos 3% a.a nos dois próximos anos.

Já na zona do Euro, a melhora dos indicadores macroeconômicos é resultado de I-) um programa de estímulos monetários bem recebido, II-) da desvalorização do Euro e III-) da queda do preço do petróleo. No 1º bimestre de 2015, as vendas do varejo cresceram 3,0% ante o 1º bimestre de 2014 (superior ao crescimento de 1,3% registrado ao final de 2014 ante o ano de 2013), reforçando o viés de retomada. As sondagens econômicas da indústria e dos serviços (Markit) seguem em terreno positivo e otimista.

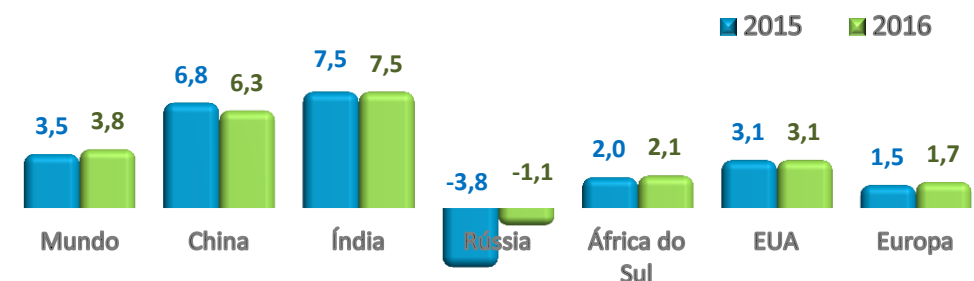
No mais, a desvalorização cambial frente ao dólar e ao Yuan dá novo fôlego às exportações ao mesmo tempo em que a queda do barril do petróleo reduz o custo de produção, aumenta a renda disponível das famílias e tende a aumentar o investimento. Com isso, na Zona do Euro, espera-se crescimento do PIB de 1,5% ante 2014, acima do que era esperado em dezembro/14 (+1,1% ante 2014).

No continente asiático, o principal destaque é o processo de rebalanceamento da economia chinesa, que procura crescer apoiada no consumo privado. Com isso, os investimentos públicos desaceleraram, o setor de serviços notou aceleração e reformas visando melhoria da qualidade de vida da população estão em curso.

O PIB chinês encerrou o 1T15 com crescimento de 7,0% ante o 1T14 (ante 7,3% observado no 4T14). A expectativa para o PIB chinês em 2015 é de crescimento de 6,8% e 6,3% no ano seguinte. Para a economia mundial, espera-se um crescimento anual de 3,5% em 2015, e 3,8% em 2016.

Projeção de PIB para 2015 e 2016 (%) | economias selecionadas

Fonte e projeções: FMI.



No Brasil, a produção industrial segue com desempenho desanimador, encerrando o 1º bimestre de 2015 com queda de 7,1% ante o mesmo período de 2014, impactada pelo mau desempenho das categorias de bens de capital e de bens de consumo duráveis, que acumulam quedas superiores a 10% no primeiro bimestre de 2015, na comparação com mesmo período de 2014. É preciso, entretanto ponderar que, os dois primeiros meses de 2015 possuem menos dias úteis que os de 2014 (carnaval - feriado móvel), o que prejudica a comparação.

No 1T15, os dados da indústria automobilística revelam queda na produção de veículos de -14,3% ante o 1T14, em meio a um cenário de estoques elevados e licenciamentos em queda. A cadeia responde por quase 25% da indústria geral, o que sugere continuação do processo de retração.

Indicadores de confiança da indústria e do consumidor reforçam cenário de crescimento contido em 2015. No indicador de confiança, destaca-se o nível de demanda interna, que registrou, em março/15, o pior nível dos últimos 12 anos.

O cenário negativo da demanda interna é resultado da desaceleração da massa de renda, somado à contração do crédito, ao fechamento de postos formais de emprego e a incertezas políticas. Tais indicadores impactam a confiança do consumidor e, portanto, a decisão de compra e investimento das famílias.

Assim, a massa de renda acumula, no 1T15, queda de -1,1% ante o 1T14 (após crescimento de 2,7% no acumulado do ano de 2014, ante 2013), fruto da desaceleração do rendimento médio e da queda da ocupação (o que explica o aumento da taxa de desemprego – 6,2% da PEA em março/15).

O reflexo da desaceleração do mercado de trabalho pode ser observado nas vendas do comércio que revelam queda de 1,2% no primeiro bimestre de 2015 ante o mesmo período de 2014. A queda sentida no comércio é mais forte se investigados os setores que dependem de crédito (ex: móveis e eletrodomésticos). Tal movimento é reflexo direto da confiança do consumidor e do aperto das condições de crédito à pessoa física.

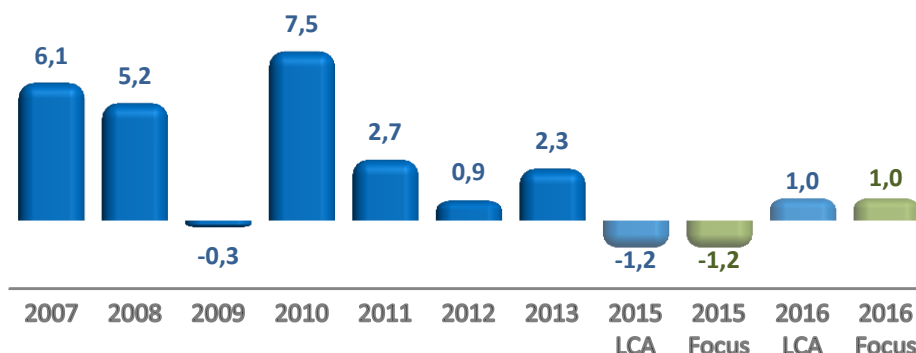
Assim, os indicadores disponíveis até o momento apontam para uma desaceleração da atividade esse ano (estima-se que a alta do PIB brasileiro passe de 0,1% em 2014 para -1,2% em 2015)¹, em função da acomodação da massa de renda, piora dos indicadores de confiança, estoques elevados na indústria, aperto das condições de crédito e incertezas quanto à política monetária do governo.

Para 2016, as projeções de PIB apontam crescimento de 1,0% ante 2015.

¹ Boletim FOCUS de 30/4/2015

Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE



3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 1T15, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 15.114 GWh, uma queda de 2,5%.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T15	1T14	Var.
Mercado Cativo	11.152	11.355	-1,8%
TUSD	3.962	4.153	-4,6%
Total	15.114	15.507	-2,5%

No 1T15, as vendas para o mercado cativo totalizaram 11.152 GWh, uma diminuição de 1,8%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 3.962 GWh no 1T15, uma diminuição de 4,6%, reflexo do cenário macroeconômico adverso que afeta a classe industrial.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	4.471	4.462	0,2%
Industrial	5.749	6.056	-5,1%
Comercial	2.728	2.715	0,5%
Outros	2.167	2.273	-4,7%
Total	15.114	15.507	-2,5%

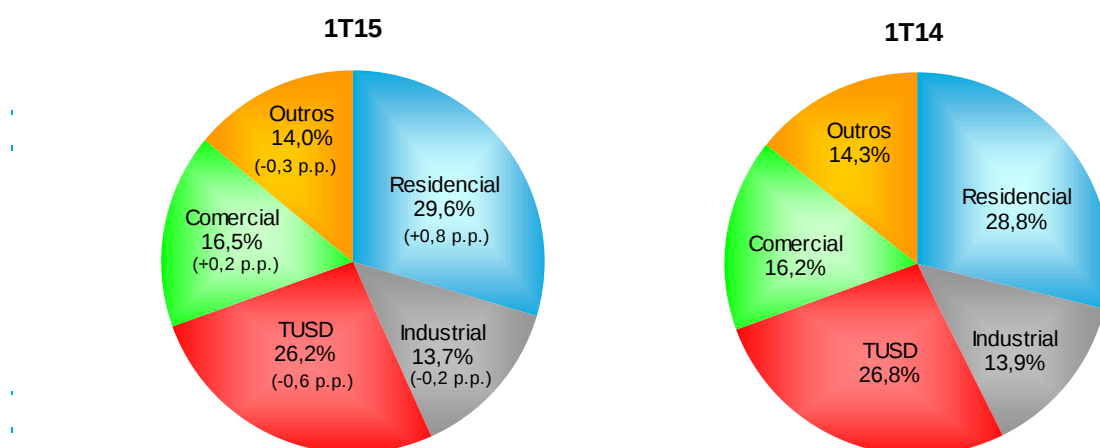
Destacam-se no 1T15, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (29,6% e 18,0% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 0,2% e de 0,5%, respectivamente. Esse crescimento modesto reflete o efeito da

elevada temperatura no início de 2014. Considerado o crescimento médio anual de 2013 para 2015 observa-se uma variação de 6,3% a.a., mantendo o ritmo de crescimento histórico. Vale ressaltar que essas classes continuam sendo favorecidas pelos efeitos acumulados nos últimos anos em termos de emprego, renda e crédito que estimularam o aumento de estoques de eletrodomésticos e o dinamismo nas vendas do comércio.

- **Classe industrial (38% das vendas totais):** queda de 5,1%, em função do baixo desempenho da produção industrial nos últimos meses que reflete o menor volume de exportações, expectativas desfavoráveis dos empresários, elevados estoques e cenário nacional adverso, além de deficiências de infraestrutura. Esse resultado foi influenciado principalmente pela CPFL Paulista, que registrou a maior queda entre as distribuidoras do grupo (-5,7% ou 164 GWh).

3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T14 para o 1T15.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	4.471	4.462	0,2%
Industrial	2.073	2.152	-3,7%
Comercial	2.487	2.515	-1,1%
Outros	2.122	2.225	-4,7%
Total	11.152	11.355	-1,8%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.11.

A queda das vendas no mercado cativo se deve principalmente às temperaturas elevadas no início de 2014 que não se repetiram com a mesma intensidade no início de 2015 nas áreas atendidas pela CPFL Energia. A redução das vendas na classe industrial, por sua vez, reflete o fraco desempenho da indústria, como explicado anteriormente.

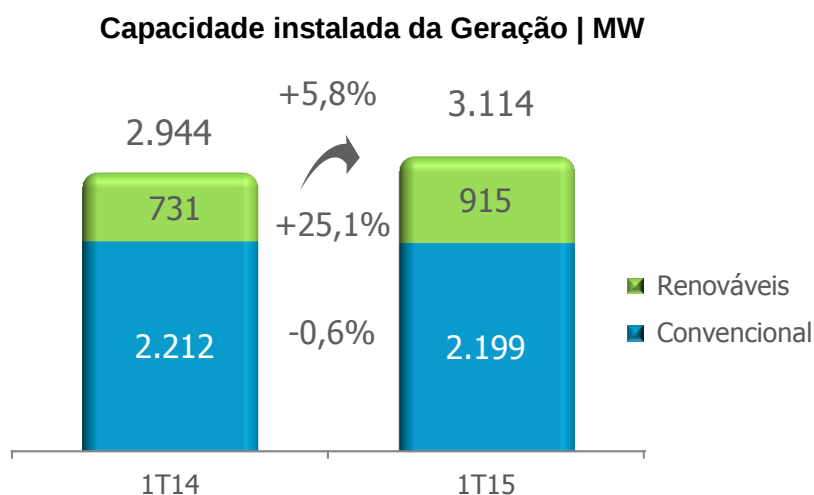
3.1.3) TUSD

TUSD - GWh			
	1T15	1T14	Var.
Industrial	3.676	3.904	-5,9%
Comercial	241	200	20,5%
Outros	45	48	-6,3%
Total	3.962	4.153	-4,6%

TUSD por Distribuidora - GWh			
	1T15	1T14	Var.
CPFL Paulista	1.932	2.023	-4,5%
CPFL Piratininga	1.455	1.530	-4,9%
RGE	468	497	-5,8%
CPFL Santa Cruz	12	12	0,3%
CPFL Jaguari	19	18	6,8%
CPFL Mococa	6	7	-7,3%
CPFL Leste Paulista	11	12	-8,7%
CPFL Sul Paulista	58	54	8,4%
Total	3.962	4.153	-4,6%

3.2) Capacidade Instalada de Geração

No 1T15, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.114 MW de capacidade instalada, uma expansão de 5,8% em relação ao 1T14. Esse aumento deve-se principalmente à adição do parque eólico Macacos I (2T14). Além disso, a associação da CPFL Renováveis com a Dobrevê Energia S.A. (DESA) foi concluída em setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014, agregando 277,6 MW de capacidade instalada em operação e 53,2 MW de capacidade instalada em construção.



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis, de 51,6%, na data base de 31/03/2015.

4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA, que a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidadas e passaram a ser registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de março de 2015 e de 2014, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.155	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.631	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.423	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Paraná	27	203	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	56	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	39	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	81	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Minas Gerais	4	45	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 1 PCH e 1 Térmica	694 MW	694 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	195 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% ⁽²⁾	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade Limitada	Direta 100%	São Paulo	3 PCHs e 6 CGHs	24 MW	24 MW

Notas:

- (1) Em função de alterações nas normas contábeis, estas empresas são tratadas como negócios em conjunto e a partir de 01/01/2013 (e comparativamente nos saldos de 2012) não são mais consolidadas proporcionalmente nas demonstrações financeiras da Companhia, sendo seus ativos, passivos e respectivos resultados registrados através de equivalência patrimonial;
- (2) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

Comercialização de energia e prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect") ⁽¹⁾	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total") ⁽²⁾	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") ⁽³⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO") ⁽⁴⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Direta 100%
CPFL TI Nect Serviços de Informática Ltda. (CPFL TI Nect)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%

Notas:

(1) Empresa anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.;

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL BioAnicuns S.A.;

(3) Empresa anteriormente denominada CPFL Bio Itapaci S.A..

(4) Empresa anteriormente denominada CPFL Participações S.A.

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de março de 2015, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em "lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores" e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

4.2) Apresentação dos números gerenciais

A partir do 1T14, a apresentação dos números gerenciais será feita considerando as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação. Portanto, o resultado dos números gerenciais já exclui as participações de acionistas minoritários.

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (IFRS - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta¹	7.405.069	5.027.053	47,3%
Receita Operacional Líquida¹	5.059.260	3.738.540	35,3%
Custo com Energia Elétrica	(3.597.851)	(2.552.244)	41,0%
Custos e Despesas Operacionais	(1.051.362)	(937.733)	12,1%
Resultado do Serviço	640.855	437.333	46,5%
EBITDA³	972.196	787.301	23,5%
Resultado Financeiro	(366.729)	(222.905)	64,5%
Lucro Antes da Tributação	291.250	285.503	2,0%
Lucro Líquido	142.310	174.402	-18,4%

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Mil) ²			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta¹	7.345.686	5.131.088	43,2%
Receita Operacional Líquida¹	5.029.752	3.851.150	30,6%
Custo com Energia Elétrica	(3.288.570)	(2.177.255)	51,0%
Custos e Despesas Operacionais	(1.105.745)	(1.040.892)	6,2%
Resultado do Serviço	866.244	821.773	5,4%
EBITDA³	1.145.799	1.085.622	5,5%
Resultado Financeiro	(355.609)	(198.663)	79,0%
Lucro Antes da Tributação	510.635	622.157	-17,9%
Lucro Líquido	300.335	395.537	-24,1%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) do 1T14 e excluem os efeitos não recorrentes. A partir do 4T14, os antigos ativos e passivos regulatórios, agora denominados ativos e passivos financeiros setoriais, passaram a ter sua contabilização permitida pelo IFRS;
- (3) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

5.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em 9 de dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes

denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que agora passam a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No final de 2014, foi contabilizado na Receita Operacional o saldo de ativos e passivos regulatórios acumulado até 31 de dezembro de 2014, no montante de R\$ 831 milhões (líquidos de PIS e Cofins). No 1T15, foram contabilizados R\$ 625 milhões, líquidos de PIS e Cofins, em ativos e passivos financeiros setoriais relativos a essa competência.

5.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 1T15 atingiu R\$ 7.405 milhões, representando um aumento de 47,3% (R\$ 2.378 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 7.346 milhões, um aumento de 43,2% (R\$ 2.215 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a receita de construção) atingiu R\$ 5.059 milhões no 1T15, representando um aumento de 35,3% (R\$ 1.321 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção, somou R\$ 5.030 milhões, um aumento de 30,6% (R\$ 1.179 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida gerencial, já consideradas todas as eliminações, foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 1.283 milhões (para maiores detalhes, vide item 12.1.1);
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 45 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 116 milhões;
- Redução de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 33 milhões.

5.3) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 3.598 milhões no 1T15, representando um aumento de 41,0% (R\$ 1.046 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 3.289 milhões no 1T15, um aumento de 51,0% (R\$ 1.111 milhões). Os fatores que explicam essa variação seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 1T15 atingiu R\$ 3.204 milhões, um aumento de 35,8% (R\$ 844 milhões). Na visão gerencial, o custo com energia comprada para revenda no 1T15 foi de R\$ 2.890 milhões, o que representa um aumento de 46,1% (R\$ 911 milhões). A elevação reflete o aumento nos preços da energia comprada e na quantidade de energia comprada para revenda, a redução da necessidade de compra de energia e dos preços no mercado de curto prazo e a contabilização dos empréstimos da conta ACR no 1T14, que não se repetiu nesse ano. Isso pode ser detalhado pelas variações abaixo:
 - (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 566 milhões), devido ao aumento de 27,3% no preço médio de compra (R\$ 223,73/MWh no 1T15 vs R\$ 175,70/MWh no 1T14) e de 6,4% (581 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento no custo com energia de Itaipu (R\$ 265 milhões), devido ao aumento de 79,4% no preço médio de compra (R\$ 239,45/MWh no 1T15 vs R\$ 133,44/MWh no 1T14), a despeito da redução na quantidade de energia comprada (-1,1% ou 29 GWh);

- (iii) Contabilização dos empréstimos da conta ACR no 1T14, no valor de R\$ 1.170 milhões, com intuito de cobrir custos com exposição involuntária e despacho térmico das distribuidoras;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução da necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo (queda de 38,7% ou 927 GWh) e do PLD (R\$ 388,48/MWh no 1T15 vs R\$ 674,63 no 1T14).

Além desses efeitos, observamos as seguintes variações:

- (v) Aumento dos créditos de PIS e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 74 milhões);

parcialmente compensada por:

- (vi) Redução nos custos com Proinfa (R\$ 3 milhões).

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 394 milhões no 1T15, um aumento de 104,9% (R\$ 202 milhões) em relação ao 1T14. Na visão gerencial atingiram R\$ 400 milhões no 1T15, aumento de 100,1% (R\$ 200 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 365,6% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 134 milhões), em função da redução do PLD;
- (ii) Aumento de 50,7% nos encargos da rede básica (R\$ 78 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 39 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 17 milhões) e RGE (R\$ 12 milhões) devido ao reajuste de 8,1% dos contratos entre distribuidoras e transmissoras em julho/14 e à alteração na metodologia de rateio da TUST-rb;
- (iii) Outros efeitos (R\$ 9 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 108,7% nos créditos de PIS e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 20 milhões).

5.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 1.051 milhões no 1T15, registrando um aumento de 12,1% (R\$ 114 milhões). Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.106 milhões no 1T15 (R\$ 65 milhões), um aumento de 6,2%, decorrente dos seguintes fatores:

- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 580 milhões no 1T15, comparado a R\$ 575 milhões no 1T14, registrando um aumento de 0,8% (R\$ 4 milhões);
- Aumento de 21,9% (R\$ 41 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 230 milhões no 1T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Aumento de 5,6% em Depreciação e Amortização (R\$ 15 milhões), devido basicamente ao efeito dos projetos que entraram em operação na CPFL Renováveis (R\$ 7 milhões) e ao segmento de Distribuição (R\$ 4 milhões);
- Aumento de 35,7% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 4 milhões);

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	1T15	1T14	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)				
Pessoal	(225,0)	(196,7)	(28,4)	14,4%
Material	(32,2)	(27,9)	(4,3)	15,4%
Serviços de Terceiros	(135,9)	(119,4)	(16,5)	13,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(97,8)	(114,4)	16,6	-14,5%
Total PMSO reportado (IFRS) - (A)	(490,9)	(458,3)	(32,6)	7,1%
Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais do 1T14				
Pessoal	5,3	4,3		
Material	(99,9)	(107,6)		
Serviços de Terceiros	8,5	2,5		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(2,7)	(16,1)		
Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais do 1T14 - (B)	(88,8)	(117,0)	28,2	-24,1%
PMSO gerencial				
Pessoal	(219,7)	(192,4)	(27,3)	14,2%
Material	(132,1)	(135,5)	3,5	-2,6%
Serviços de Terceiros	(127,3)	(116,9)	(10,5)	9,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(100,6)	(130,5)	30,0	-23,0%
Total PMSO gerencial - (C) = (A) + (B)	(579,7)	(575,3)	(4,4)	0,8%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 14,2% (R\$ 27 milhões), devido principalmente a: i.a) os efeitos do acordo coletivo (R\$ 11 milhões); i.b) o aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 8 milhões); i.c) PLR (R\$ 3 milhões); e i.d) primarização das atividades do Serviço Técnico Comercial do segmento de Distribuição (R\$ 4 milhões);
- (ii) Aumento de 9,0% em Serviços de Terceiros (R\$ 11 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 7 milhões); RGE (R\$ 4 milhões) e CPFL Piratininga (R\$ 3 milhões) relacionado aos serviços de call center, leitura de medidores, poda de árvores, reaviso, corte, manutenção de hardware e software, combate a fraudes, entre outros; e
- (iii) Redução de 2,6% em Material (R\$ 4 milhões), devido principalmente a: iii.a) a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que variou R\$ 9 milhões no segmento de Geração Convencional; parcialmente compensado por iii.b) aumento no segmento de Distribuição (R\$ 2 milhões) em função, principalmente, da reposição de materiais para manutenção de linhas e redes, máquinas e equipamentos e conservação de edificações e aquisição de materiais para manutenção da frota; iii.c) CPFL Renováveis (R\$ 1 milhão) e iii.d) segmento de Comercialização e Serviços (R\$ 1 milhão) e;
- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 23,0% (R\$ 30 milhões), principalmente pelas reduções de iv.a) despesas com alienação e desativação de ativos (R\$ 11 milhões); iv.b) em despesas legais e judiciais (R\$ 7 milhões); iv.c) despesas com taxa de fiscalização, que passou a ser contabilizada em deduções da receita (R\$ 6 milhões) e iv.d) outros (R\$ 6 milhões).

Os itens referentes à aquisição de óleo combustível para o despacho térmico das usinas da EPASA e o PMSO do segmento de Serviços estão diretamente associados à geração de receitas a partir dessas atividades.

5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 1T15 totalizou R\$ 972 milhões, registrando um aumento de 23,5% (R\$ 185 milhões). O **EBITDA gerencial** no 1T15 totalizou R\$ 1.146 milhões, comparado a R\$ 1.086 milhões no 1T14, um aumento de 5,5%.

5.6) Resultado Financeiro

No 1T15, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 367 milhões, um aumento de 64,5% (R\$ 144 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 223 milhões registrada no 1T14. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 356 milhões, um aumento de 79,0% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 157 milhões).

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro gerencial são:

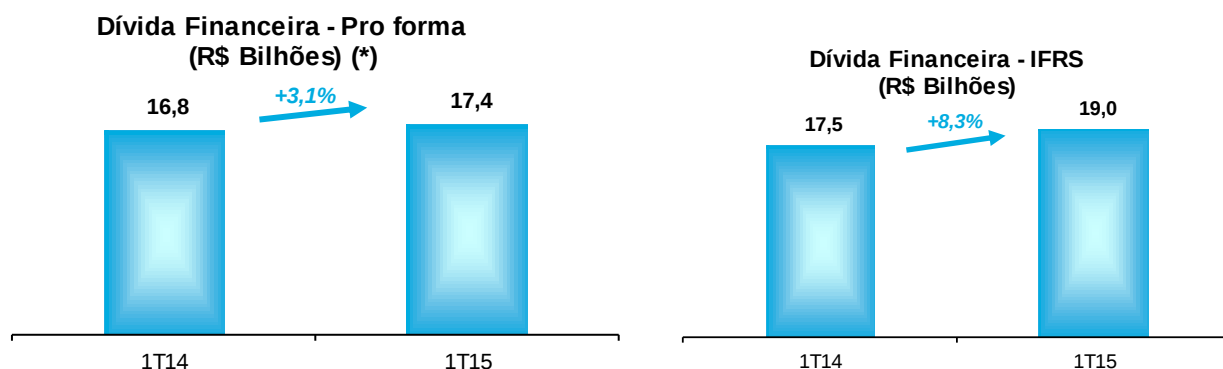
- Receitas Financeiras: aumento de R\$ 41 milhões, passando de R\$ 233 milhões no 1T14 para R\$ 274 milhões no 1T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento da renda de aplicações financeiras e das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 36 milhões), devido ao aumento do CDI médio, de 10,3% no 1T14 para 12,1% no 1T15;
 - (ii) Aumento em acréscimos e multas moratórias (R\$ 6 milhões);
 - (iii) Aumento na atualização de depósitos judiciais (R\$ 3 milhões);
 - (iv) Outros efeitos (R\$ 2 milhões);Parcialmente compensado por:
 - (v) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 6 milhões).
- Despesas Financeiras: aumento de 45,9% (R\$ 198 milhões), passando de R\$ 432 milhões no 1T14 para R\$ 630 milhões no 1T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento dos encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 156 milhões), devido ao aumento do CDI médio, de 10,3% no 1T14 para 12,1% no 1T15, e do estoque de dívida;
 - (ii) Maior variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 70 milhões);
 - (iii) Redução dos juros capitalizados, devido à entrada em operação comercial dos projetos da CPFL Renováveis (R\$ 6 milhões);
 - (iv) Aumento nas despesas financeiras de UBP (R\$ 4 milhões), devido à variação do IGPM, indexador utilizado para atualização desta rubrica.Parcialmente compensados por:
 - (v) Efeito da marcação a mercado das operações realizadas com base na Lei 4.131 (efeito não caixa) (R\$ 34 milhões);
 - (vi) Outros efeitos (R\$ 3 milhões).

5.7) Lucro Líquido

No 1T15, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 142 milhões, uma redução de 18,4% em relação ao 1T14. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 300 milhões, uma redução de 24,1% em relação ao 1T14.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A Dívida Financeira Pro-forma (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 17.372 milhões no 1T15, aumento de R\$ 526 milhões, ou 3,1%, em relação ao 1T14. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- Do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 226 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo;
- Saldo de dívida R\$ 407 milhões menor em 1T15, referente à alteração na participação da CPFL Renováveis (de 58,84% para 51,61%);
- Do aumento de outros encargos, captações e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 707 milhões.

As principais captações e amortizações que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira descrita acima foram:

- **CPFL Energia (*Holding*):** amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 790 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 500 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures (4ª Emissão de R\$ 1.290 milhões).
- **Segmento de Distribuição:** captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 1.124 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 6 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 122 milhões), RGE (R\$ 117 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 23 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 28 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 1.305 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 456 milhões), RGE (R\$ 338 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 8 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 77 milhões);

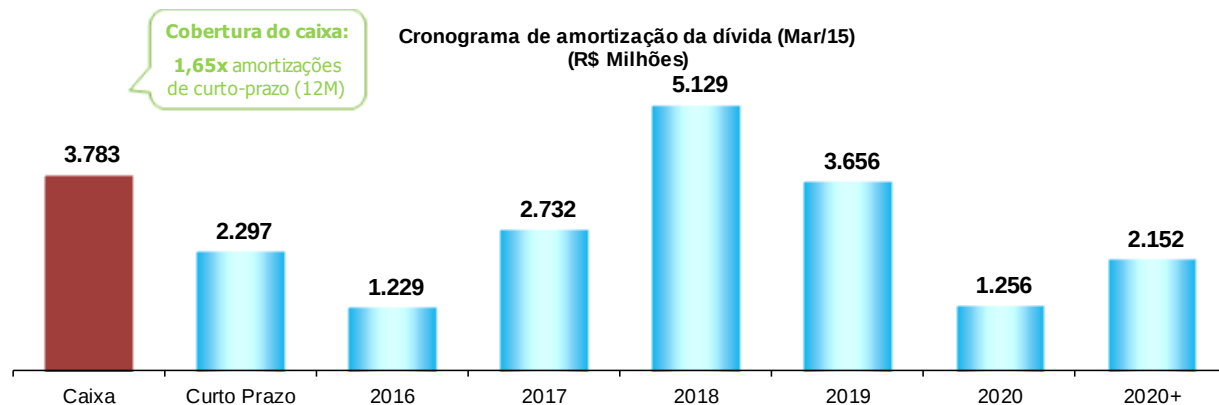
- Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 159 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 63 milhões), RGE (R\$ 85 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 2 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 6 milhões);
- Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 592 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 196 milhões), RGE (R\$ 156 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 27 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 68 milhões);
- Segmento Comercialização e Serviços: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 14 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 11 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Serviços (R\$ 9 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 4 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Serviços (R\$ 2 milhões).
- Segmento Geração Convencional: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 118 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista Lajeado (R\$ 35 milhões);
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (7ª Emissão de R\$ 635 milhões e 8ª Emissão de R\$ 70 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Epasa (R\$ 8 milhões), Baesa (R\$ 15 milhões), Ceran (R\$ 28 milhões), Enercan (R\$ 27 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 66 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela Epasa (R\$ 10 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela CPFL Geração (4ª Emissão de R\$ 680 milhões), Epasa (R\$ 17 milhões), Baesa (R\$ 4 milhões) e Enercan (R\$ 3 milhões).
- CPFL Renováveis: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 50 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES (R\$ 202 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 31 milhões);
 - + Emissão de debêntures (2ª Emissão de R\$ 161 milhões e WF2 de R\$ 88 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES (R\$ 251 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 233 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures (WF2 de R\$ 15 milhões).
- Outros Segmentos: captações líquidas totalizando R\$ 47 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 10 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Telecom (R\$ 44 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Telecom (R\$ 7 milhões);

Dívida Financeira - 1T15 - Pro-Forma (R\$ Mil)													
Segmentos	BNDES		Instituições Financeiras		Outros		Moeda Estrangeira		Debêntures		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Holding (CPFL Energia)	-	-	300.000	-	-	-	241.758	-	-	-	541.758	-	541.758
Distribuição	249.916	1.206.262	199.604	462.148	4.810	12.791	210.007	4.776.953	260.000	2.245.000	924.337	8.703.154	9.627.491
Comercialização e Serviços	3.359	25.156	1.853	4.640	1.231	2.323	-	12.277	-	228.000	6.442	272.396	278.839
Geração Convencional	171.845	1.225.529	-	617.520	10.164	78.769	-	326.010	290.729	2.307.290	472.738	4.576.368	5.049.107
CPFL Renováveis	165.607	1.394.366	25.805	-	36.903	380.468	-	-	102.877	743.566	331.192	2.518.400	2.849.592
Outros	2.292	54.688	7.167	28.796	-	-	11.262	-	-	-	20.720	83.484	104.204
Endividamento (Principal)	593.018	3.906.002	534.429	1.113.105	53.108	474.351	463.026	5.115.239	653.606	5.523.855	2.297.187	16.153.803	18.450.990
Encargos											328.907	(80.256)	248.651
Hedge											(89.842)	(1.238.296)	(1.328.138)
Dívida Financeira Incluindo Hedge											2.536.252	14.835.251	17.371.503
Participação sobre o total (%)											14,6%	85,4%	100,0%

Do total do endividamento de R\$ 17.372 milhões no 1T15, R\$ 14.835 milhões (85,4%) são considerados de longo prazo e R\$ 2.536 milhões (14,6%) são considerados de curto prazo. No 1T14, do total de R\$ 17.511 milhões, R\$ 15.826 milhões (90,4%) eram considerados de longo prazo e R\$ 1.684 milhões (9,6%) eram considerados de curto prazo.

A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 12-18 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, ao final de 2014, a CPFL Energia, vislumbrando um cenário mais restritivo de crédito em 2015, começou a trabalhar no *prefunding* de 2016.

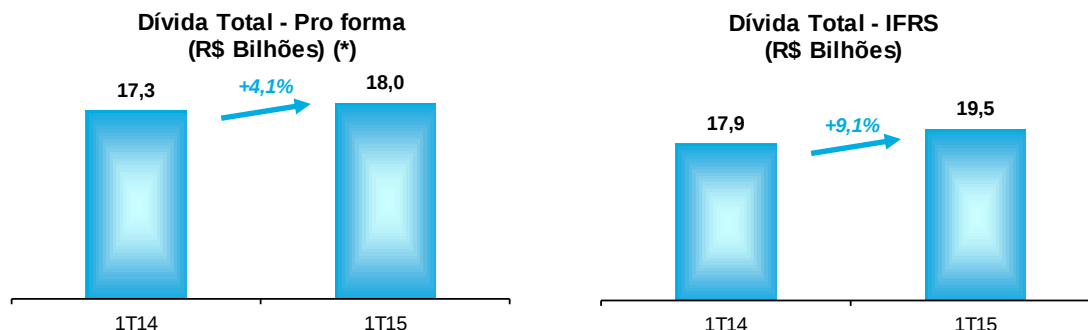
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida



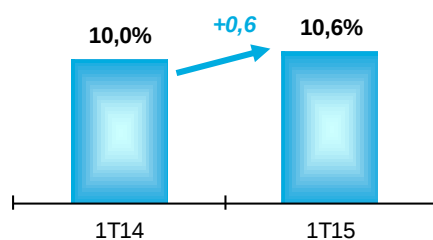
Nota: Considera apenas o principal da dívida; Em 2015, considera amortização a partir de abril/2016.

A posição de caixa ao final do 1T15 possui índice de cobertura de 1,65x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2017. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,67 anos.

6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + *Hedge* + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



Custo Nominal da Dívida Pro forma (a.a.) (*)

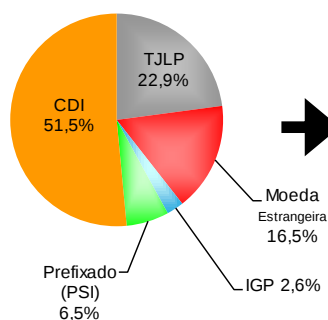


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total no critério Pro-forma, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 17.953 milhões no 1T15, aumento de 4,1%. O seu custo médio nominal passou de 10,0% a.a., no 1T14, para 10,6% a.a., no 1T15, em função, entre outros fatores, do aumento do CDI.

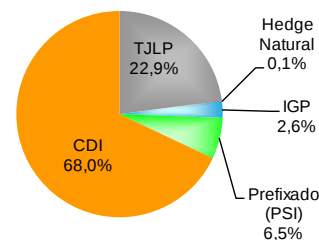
Perfil da Dívida – Pro-forma (*) –1T14

Indexação Original

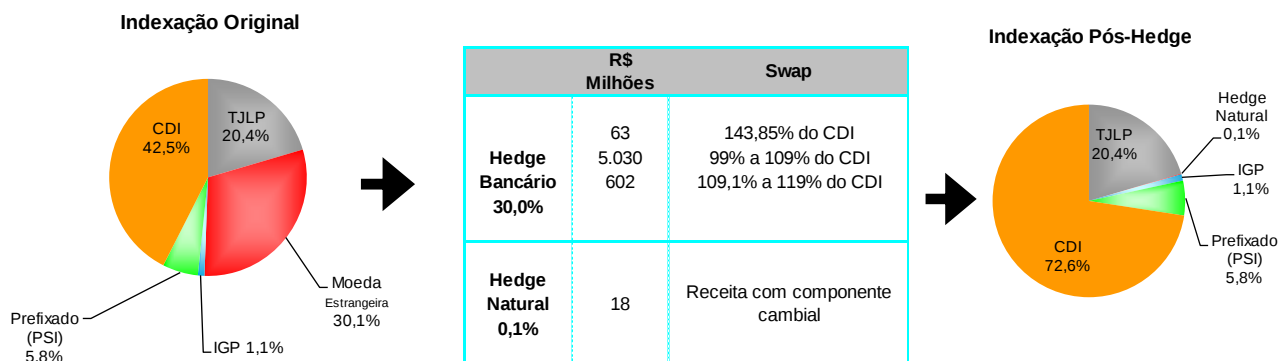


	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	1.927	104,1% a 109% do CDI
	346	109,1% a 109,5% do CDI
	541	99% a 104% do CDI
	53	176,19% do CDI
Hedge Natural	15	Receita com componente cambial

Indexação Pós-Hedge



Perfil da Dívida – Pro-forma (*) – 1T15



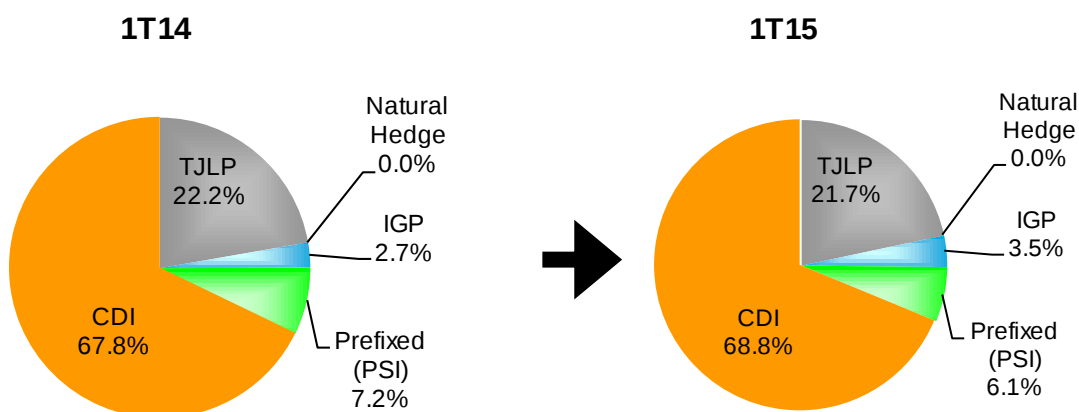
Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;
PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-hedge, podemos observar uma redução da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 22,9%, no 1T14, para 20,4%, no 1T15), da participação das dívidas prefixadas-PSI (de 6,5%, no 1T14, para 5,8%, no 1T15), e das atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 2,6%, no 1T14, para 1,1%, no 1T15), além de um aumento nas dívidas atreladas ao CDI (de 68,0%, no 1T14, para 72,6%, no 1T15).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 30,1%, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando as operações de *swap* contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira é de 0,1% (parcela esta que possui *hedge* natural).

A dívida atrelada ao IGP-M/IGP-DI está relacionada, em sua maior parte, à dívida com a entidade de previdência privada.

Perfil da Dívida – IFRS – Indexação Pós-Hedge – 1T14 vs. 1T15



6.4) Dívida Líquida e Alavancagem

Pro forma (*) - R\$ Mil	1T15	1T14	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(17.371.503)	(16.845.765)	3,1%
(+) Disponibilidades	3.782.893	4.045.396	-6,5%
(=) Dívida Líquida	(13.588.610)	(12.800.369)	6,2%
IFRS - R\$ Mil	1T15	1T14	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(18.960.967)	(17.510.597)	8,3%
(+) Disponibilidades	4.027.798	4.242.756	-5,1%
(=) Dívida Líquida	(14.933.169)	(13.267.842)	12,6%

Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

No 1T15, a Dívida Líquida Pro-forma atingiu R\$ 13.589 milhões, um aumento de 6,2% ou R\$ 788 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 1T14 no montante de R\$ 12.800 milhões.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada um de suas empresas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado o EBITDA histórico dos projetos recém-adquiridos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 13.589 milhões e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu R\$ 3.835 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 1T15 alcançou 3,54x.

7) INVESTIMENTOS

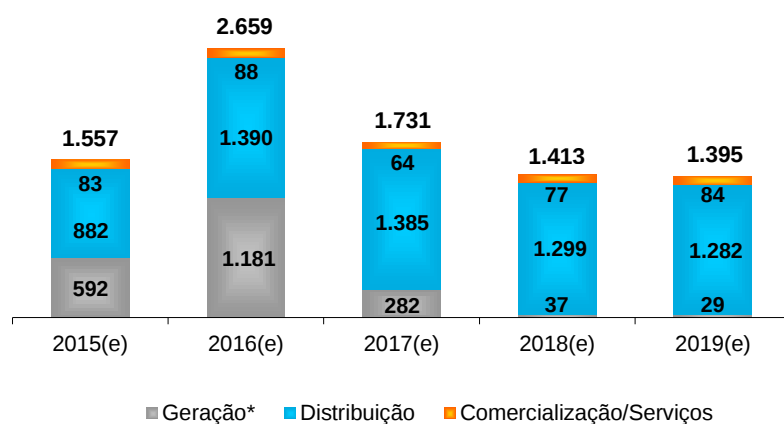
No 1T15, foram realizados investimentos de R\$ 331 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 176 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 147 milhões à geração (R\$ 146 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 1 milhão de geração convencional) e R\$ 8 milhões à comercialização e serviços. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 17 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 34 milhões em Obrigações Especiais no trimestre entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 1T15 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

- Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;
- Geração:** foram destinados principalmente ao Parque Eólico Morro dos Ventos II, empreendimento que entrou em operação em 16 de abril de 2015, e aos Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa e PCH Mata Velha, empreendimentos ainda em construção.

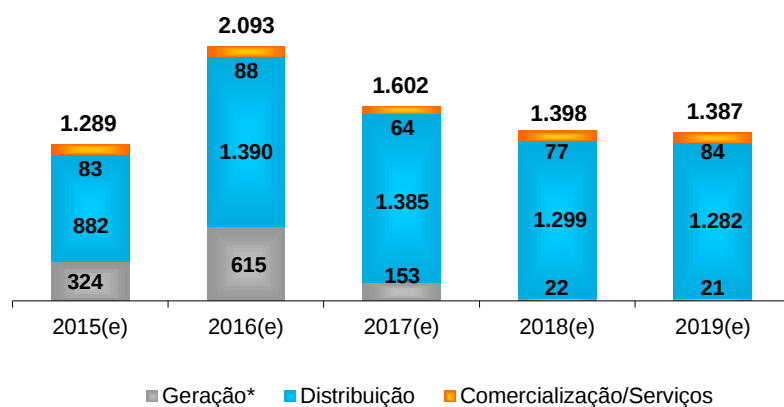
Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos

IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos

Pro forma – Participação Proporcional nos Projetos de Geração (R\$ milhões)



8) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício social de 2014 está demonstrada no quadro a seguir:

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	949.177
Realização do resultado abrangente	26.055
Dividendos prescritos	5.722
Lucro líquido base para destinação	980.954
Reserva legal	(47.459)
Reversão de reserva de retenção de lucros para investimento	108.987
Dividendos intermediários	(422.195)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(65.400)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(554.888)

Para este exercício, tendo em vista que já foram distribuídos, a título de dividendo, o montante de R\$ 422 milhões (44,5% do lucro líquido do exercício), valor superior ao dividendo obrigatório, e considerando (i) o atual cenário econômico adverso, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Administração da Companhia propôs a destinação de R\$ 555 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

Bonificação em ações aos acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Diretoria Executiva, em reunião realizada em 16 de março de 2015, recomendou ao Conselho de Administração que fosse proposto à Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações. Esta proposta foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de abril de 2015.

A CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado, por meio de um Aviso aos Acionistas divulgado em 29 de abril de 2015, que a Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2015, deliberou o seguinte evento societário:

(i) Aumento de Capital Social: o aumento do capital subscrito e realizado no valor de R\$ 554.887.598,45 (quinhentos e cinquenta e quatro milhões, oitocentos e oitenta e sete mil, quinhentos e noventa e oito reais e quarenta e cinco centavos), passando este de R\$ 4.793.424.356,62 (quatro bilhões, setecentos e noventa e três milhões, quatrocentos e vinte e quatro mil, trezentos e cinquenta e seis reais e sessenta e dois centavos) para R\$ 5.348.311.955,07 (cinco bilhões, trezentos e quarenta e oito milhões, trezentos e onze mil, novecentos e cinquenta e cinco reais e sete centavos), mediante a capitalização (reversão) da reserva estatutária de reforço de capital de giro.

(ii) Bonificação em ações à razão de 3,194510783%: o aumento de capital foi efetivado com a emissão de 30.739.955 (trinta milhões, setecentas e trinta e nove mil, novecentas e cinquenta e cinco) ações ordinárias, escriturais, sem valor nominal, que foram atribuídas aos detentores de ações, a título de bonificação, na proporção de 0,03194510783 nova ação, da mesma espécie, para cada ação possuída, sendo que as ações mantidas em tesouraria também foram bonificadas.

(ii.i) Data-base: tiveram direito à bonificação os acionistas titulares de ações na posição acionária final de 29 de abril de 2015.

(ii.ii) Negociação: as ações foram liberadas para negociação “ex” direito à bonificação a partir de 30 de abril de 2015; sendo certo que as novas ações foram incluídas na posição dos acionistas em 6 de maio de 2015.

(ii.iii) Direito das Ações Bonificadas: as novas ações farão jus integralmente aos proventos que vierem a ser declarados a partir de 6 de maio de 2015, nos mesmos termos das ações ordinárias da CPFL Energia, conforme aplicável.

(ii.iv) Frações de Ações: a bonificação foi efetuada sempre em números inteiros. Para os acionistas que desejarem transferir frações de ações oriundas da bonificação, fica estabelecido o período de 6 de maio de 2015 a 5 de junho de 2015, em conformidade com o disposto no § 3º do Artigo 169 da Lei nº 6.404/76. Transcorrido esse período, eventuais sobras decorrentes das frações de ações serão separadas, agrupadas em números inteiros e vendidas na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e o produto da venda será disponibilizado aos acionistas titulares dessas frações, em data a ser informada oportunamente.

(ii.v) Custo das Ações Bonificadas: o custo atribuído às ações bonificadas é de R\$ 18,051021820 por ação, para os fins do disposto no artigo 10 da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995.

(ii.vi) Mercado Internacional: na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), onde cada American Depositary Receipt (ADR) representa 2 (duas) ações ordinárias, os investidores receberam 0,03194510783 novo ADR para cada 1 (um) ADR possuído.

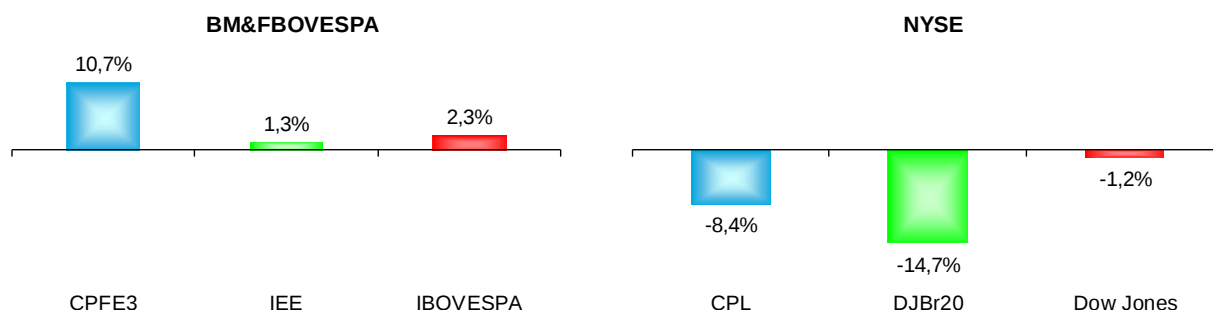
9) MERCADO DE CAPITALIS

9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, com 30,9% (até 31 de março de 2015) de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

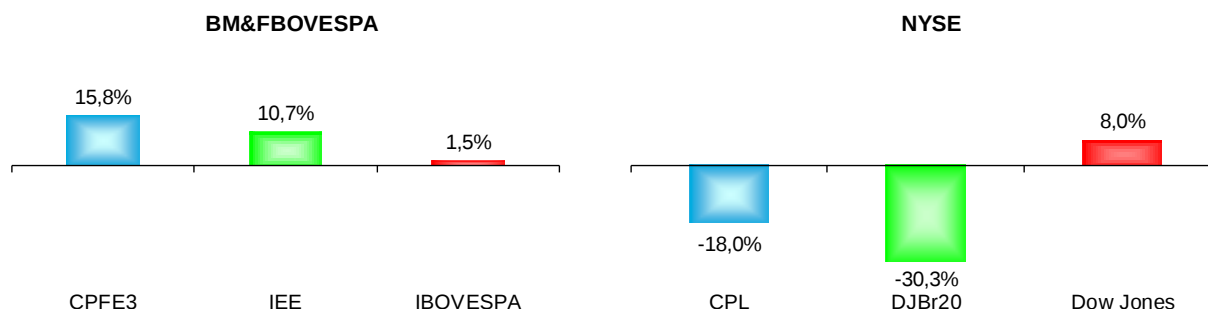
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 20,46 por ação e US\$ 12,72 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/03/2015).

Desempenho das Ações – 1T15 (com ajuste por proventos)



No 1T15, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 10,7% na BM&FBOVESPA e desvalorização de 8,4% na NYSE.

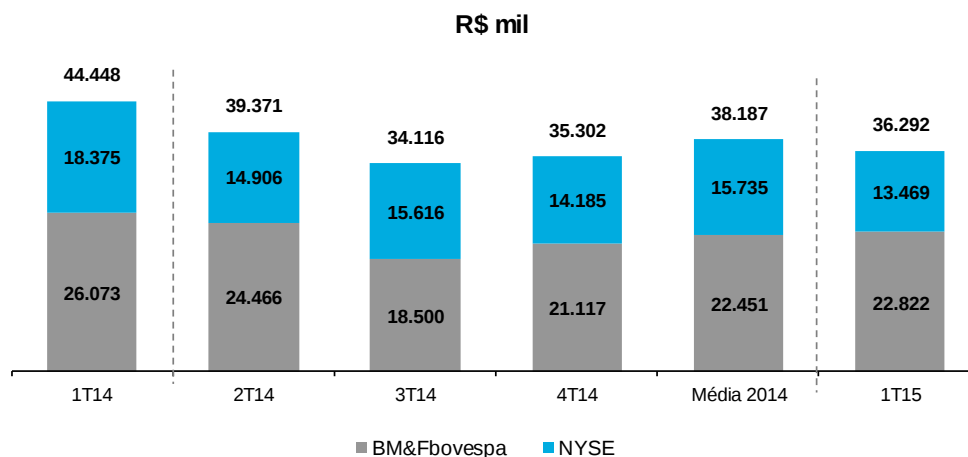
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com ajuste por proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 15,8% na BM&FBOVESPA e desvalorização de 18,0% na NYSE.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T15 foi de R\$ 36,3 milhões, sendo R\$ 22,8 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 13,5 milhões na NYSE, representando uma queda de 18,3% em relação ao 1T14. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 1,1%, passando de uma média diária de 5.554 negócios, no 1T14, para 5.614 negócios, no 1T15.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na BM&FBOVESPA e na NYSE.

9.3) Ratings

Em março de 2015, a Fitch Ratings rebaixou de AA+ (bra) para AA (bra) o rating da CPFL Energia e suas subsidiárias, com perspectiva estável.

A tabela a seguir demonstra a evolução dos ratings corporativos da CPFL Energia:

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2012	2013	2014	1T15
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA (bra)
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

10) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia ("CPFL" ou "Companhia") e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2014, a CPFL completou 10 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da BMF&Bovespa e ADRS Nível III, segmento de listagem diferenciado que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração ("Conselho"), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da holding e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros externos, um deles Conselheiro Independente, cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), todos coordenados por um conselheiro, que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

Como forma de assegurar que as melhores práticas permeiem as atividades do Conselho e seu relacionamento com a Companhia, ao mesmo tempo em que os conselheiros mantenham o foco na sua função de fórum central das decisões, constituiu em 2006 a Assessoria do Conselho de Administração, com subordinação exclusiva e direta ao Presidente do Conselho.

A Assessoria é um órgão que atua como guardião das boas práticas, visando assegurar a adesão às Diretrizes de Governança; a agilidade da comunicação entre a Companhia e os conselheiros; a qualidade e a tempestividade das informações; a integração e avaliação dos conselheiros de administração e fiscais; o constante aperfeiçoamento dos processos de governança e o relacionamento institucional com agentes e entidades de governança.

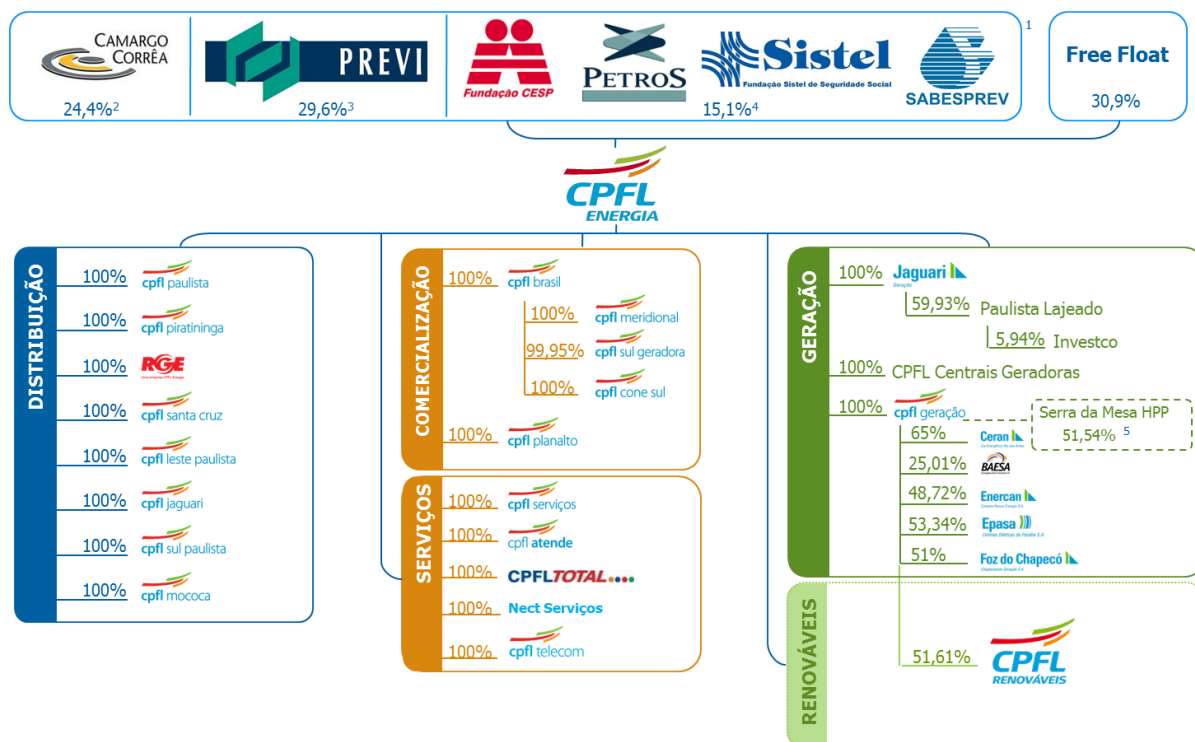
A composição da Diretoria Executiva, prevista no Estatuto Social da Companhia, cuja reforma e consolidação foram aprovadas na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, foi alterada para a inclusão de uma vice-presidência subordinada ao Diretor Presidente, que passa de 5 (cinco) para 6 (seis) Diretores vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL e indicam os seus respectivos diretores estatutários.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 5 membros, que também exerce atividades de Audit Committee, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores www.cpfl.com.br/ri.

11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/03/2015

A CPFL Energia é uma *holding* de participações societárias, cujo resultado depende diretamente do resultado de suas controladas.



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;
- (3) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- (4) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (5) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

12.1) Segmento de Distribuição

12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	6.426.476	4.108.108	56,4%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	6.426.476	4.112.311	56,3%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	4.181.807	2.906.940	43,9%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	4.211.807	2.928.581	43,8%
Custo com Energia Elétrica	(3.194.735)	(2.222.228)	43,8%
Custos e Despesas Operacionais	(733.127)	(682.821)	7,4%
Resultado do Serviço	467.501	186.461	150,7%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	584.926	300.078	94,9%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	614.926	508.655	20,9%
Resultado Financeiro	(157.502)	(56.991)	176,4%
Lucro Antes da Tributação	309.998	129.470	139,4%
Lucro Líquido (IFRS)	194.282	77.047	152,2%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	214.082	235.487	-9,1%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.9.

12.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aprovou em dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que agora passam a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 1T15, foi contabilizado um total de ativos e passivos setoriais no montante de R\$ 625 milhões (líquidos de PIS e Cofins), já descontado R\$ 152 milhões referentes à provisão de bandeiras do mês de março 2015.

12.1.1.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta (IFRS) atingiu R\$ 6.426 milhões, um aumento de 56,4% (R\$ 2.318 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 1T14 e 1T15, no valor de R\$ 1.510 milhões, em virtude dos reajustes tarifários anuais, das aplicações das bandeiras tarifárias e da adoção da RTE a partir de março de 2015;
- Aumento de R\$ 97 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;
- Aumento de R\$ 144 milhões em Suprimento de Energia Elétrica;
- Contabilização de R\$ 689 milhões de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 20 milhões no aporte de CDE (subvenção baixa renda);
- Redução de 1,8% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 46 milhões (mercado + mix);
- Redução de R\$ 55 milhões em Outras Receitas, principalmente devido os seguintes fatores:
 - (i) Redução pela reclassificação do ressarcimento das geradoras de outras receitas para custo de energia no 1T14 (R\$ 61 milhões); e
 - (ii) Aumento de R\$ 3 milhões relacionado à reclassificação de multas operacionais de receitas financeiras para receitas operacionais.

A receita operacional bruta gerencial registrou um aumento de 56,3% (R\$ 2.314 milhões). O aumento da receita operacional bruta gerencial se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 4 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referente à um líquido a receber no 1T14.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 2.245 milhões, representando um aumento de 86,9% (R\$ 1.044 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- de 35,2% no ICMS (R\$ 262 milhões);
- de 67,0% na PIS e Cofins (R\$ 236 milhões), devido principalmente ao aumento de faturamento no período e à variação nos créditos de PIS/Cofins, devido a um menor crédito tomado no 1T15, em consonância com a Lei 12.973/14, que alterou as regras de tomada de crédito a partir de 2015;
- de 749,3% na CDE (R\$ 378 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE;
- de 43,5% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 13 milhões);
- Contabilização a partir de 1T15 de Outros encargos do consumidor, referente às bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE para os meses de janeiro e fevereiro (R\$ 152 milhões);
- de R\$ 3 milhões da taxa de fiscalização da Aneel, que em 2014 estava registrada em Outras Despesas.

Parcialmente compensados pela:

- Redução de 3,8% no PROINFA (R\$ 1 milhão).

As deduções gerenciais da receita operacional bruta foram de R\$ 2.215 milhões, representando um aumento de 87,1% (R\$ 1.031 milhões), devido às seguintes variações:

- **Efeito não-recorrente** de R\$ 13 milhões no PIS e Cofins em 1T14 relativo a compensações pela diferença nas alíquotas efetiva e real;
- R\$ 4 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referente a um líquido a pagar no

1T14.

Parcialmente compensados pela seguinte redução:

- **Efeito não-recorrente** de R\$ 30 milhões no PIS e Cofins em 1T15 referente a alterações na base de cálculo do tributo (reclassificação do ressarcimento das geradoras e de bandeiras tarifárias e aumento da quota de CDE definida em RTE – Revisão Tarifária Extraordinária).

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 4.182 milhões no 1T15, representando um aumento de 43,9% (R\$ 1.275 milhões). A receita operacional líquida gerencial totalizou R\$ 4.212 milhões no 1T15, um aumento de 43,8% (R\$ 1.283 milhões)

12.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 3.195 milhões no 1T15, representando um aumento de 43,7% (R\$ 973 milhões). O custo com energia elétrica gerencial no 1T15 registrou um aumento de 57,4% (R\$ 1.164 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T15 foi de R\$ 2.824 milhões, o que representa um aumento de 38,1% (R\$ 779 milhões) no IFRS, devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 77,4% no custo de energia de Itaipu (R\$ 265 milhões), decorrente principalmente do aumento de 79,6% no preço médio de compra, parcialmente compensada pela redução de 1,1% (29 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento de 19,9% no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 332 milhões), devido ao aumento de 12,7% no preço médio de compra e de 6,4% (581 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Contabilização dos empréstimos da conta ACR no 1T14, no valor de R\$ 1.170 milhões, com intuito de cobrir custos com exposição involuntária e despacho térmico das distribuidoras.

Parcialmente compensado por:

- (i) Redução de 67,1% na compra de energia de curto prazo (R\$ 905 milhões), decorrente principalmente da redução de 38,7% na quantidade de energia comprada (927 GWh) e de 46,4% no preço médio de compra;
 - (ii) Redução de 5,2% no custo com Proinfa (R\$ 3 milhões), devido principalmente à redução de 9,9% no preço médio de compra;
 - (iii) Aumento de 38,1% (R\$ 79 milhões) nos créditos de PIS e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- O custo da energia comprada para revenda gerencial no 1T15 foi de R\$ 2.824 milhões, representando um aumento de 52,3% (R\$ 970 milhões), devido, além dos fatores descritos acima, por R\$ 190 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, por conta de um líquido a receber no 1T14.
 - Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 370 milhões no 1T15, aumento de 109,3% (R\$ 193 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 53,2% nos encargos da rede básica (R\$ 72 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 39 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 17 milhões) e RGE (R\$ 12 milhões), devido ao reajuste de 8,1% dos contratos entre distribuidoras e transmissoras em julho/14 e à alteração na metodologia de rateio da TUST-rb;
 - (ii) Aumento de 79,7% nos encargos de Itaipu (R\$ 7 milhões);

- (iii) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 134 milhões), passando de um custo de R\$ 37 milhões no 1T14 para R\$ 171 milhões no 1T15, em função da redução do PLD;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 109,3% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 20 milhões);
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais se mantiveram em R\$ 370 milhões no 1T15, entretanto, apresentando um aumento de 111,2% (R\$ 195 milhões), devido, além dos fatores descritos acima, por:

- (v) No 1T14, efeito **não-recorrente** de R\$ 14 milhões relativo a realocação de custos com perdas de rede básica apurados pela CCEE.

Parcialmente compensados por:

- (vi) R\$ 13 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, resultado de um líquido a pagar de 1T14.

12.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 733 milhões no 1T15, comparado a R\$ 683 milhões no 1T14, um aumento de 7,4% (R\$ 50 milhões). Os custos e despesas operacionais gerenciais também ficaram em R\$ 733 milhões no 1T15, comparado a R\$ 688 milhões no 1T14, um aumento de 6,6% (R\$ 45 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 35,0% (R\$ 4 milhões) no item Entidade de Previdência Privada;
- Aumento líquido de 3,5% (R\$ 4 milhões) no item Depreciação e Amortização;
- PMSO (IFRS), item que atingiu R\$ 386 milhões no 1T15, comparado a R\$ 373 milhões no 1T14, registrando um aumento de 3,6% (R\$ 13 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 11,4% (R\$ 16 milhões), devido principalmente (a) aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 8 milhões), (b) aos reajustes negociados de PLR nas respectivas datas bases (R\$ 2 milhões), (c) à redução na capitalização de custos de pessoal em investimentos (R\$ 2 milhões) e (d) à primarização do Serviço Técnico Comercial (R\$ 4 milhões);
 - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 14,4% (R\$ 16 milhões). Na CPFL Paulista (R\$ 7 milhões), RGE (R\$ 4 milhões) e CPFL Piratininga (R\$ 3 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação, manutenção de rede, manutenção de hardware e software e *call center*;
 - (iii) Gastos com material, que registraram aumento de 5,7% (R\$ 1 milhão), principalmente pelo aumento nas despesas com reposição de materiais para manutenção de redes, máquinas e equipamentos e conservação de edificações e aquisição de materiais para manutenção da frota;
 - (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram uma redução de 19,5% (R\$ 20 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Redução nas despesas legais e judiciais (R\$ 17 milhões);
 - ✓ Redução de provisão dos devedores duvidosos (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução da taxa de fiscalização da Aneel, que em 2015 está contabilizada em deduções da receita (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução na perda na alienação/desativação de ativos não circulantes (R\$ 5

milhões).

Parcialmente compensado pelo:

- ✓ Aumento na despesa relacionada à reclassificação de multas operacionais de despesas financeiras para despesas operacionais, que foram de R\$ 8 milhões no 1T14.

O PMSO ajustado se manteve em R\$ 386 milhões no 1T15, comparado a R\$ 378 milhões no 1T14, registrando um aumento de 2,2% (R\$ 8 milhões), devido, além dos fatores descritos acima, pelos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos a pagar de R\$ 5 milhões no 1T14

- Aumento de 15,7% (R\$ 29 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 214 milhões no 1T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”.

12.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 1T15 totalizou R\$ 585 milhões, registrando um aumento de 94,9% (R\$ 285 milhões).

Considerando os ativos e passivos financeiros setoriais e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** atingiu R\$ 615 milhões no 1T15, comparado a R\$ 509 milhões no 1T14, um aumento de 20,9% (R\$ 106 milhões).

12.1.1.6) Resultado Financeiro

No 1T15, o resultado financeiro líquido (IFRS) foi uma despesa líquida de R\$ 158 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 57 milhões no 1T14, registrando um aumento de 176,4% (R\$ 101 milhões). O resultado financeiro líquido gerencial no 1T15 manteve-se uma despesa líquida de R\$ 158 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 26 milhões no 1T14, registrando um aumento de 517,5% (R\$ 132 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira (IFRS): aumento de 20,4% (R\$ 33 milhões), passando de R\$ 161 milhões no 1T14 para R\$ 193 milhões no 1T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento em rendas de aplicações financeiras (R\$ 14 milhões), em virtude do aumento do CDI;
 - (ii) Aumento nos acréscimos e multas moratórias (R\$ 5 milhões), devido ao aumento dos recebíveis sobre os atrasos nos recebimentos das faturas de energia, por conta do aumento na tarifa;
 - (iii) Aumento nos depósitos judiciais (R\$ 4 milhões), referente principalmente a uma atualização e conciliação dos depósitos judiciais contabilizados no 1T14;
 - (iv) Atualizações dos ativos financeiros setoriais (R\$ 10 milhões), que foram contabilizados societariamente a partir de dez/14;
 - (v) Aumento nos direitos relacionados à liquidação na CCEE de valores de períodos anteriores que foram contabilizados no 1T15 (R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução no 1T15 de R\$ 3 milhões relacionada à reclassificação de multas operacionais de receitas financeiras para receitas operacionais;
- (vii) Redução em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 4 milhões), devido principalmente pela variação cambial de Itaipu.

Receita Financeira Gerencial: aumento de 12,6% (R\$ 22 milhões), passando de R\$ 172 milhões no 1T14 para R\$ 193 milhões no 1T15, devido, além dos fatores descritos acima, por R\$ 11 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, devido a um líquido a receber no 1T14.

- Despesa Financeira (IFRS): aumento de 61,2% (R\$ 133 milhões), passando de R\$ 218 milhões no 1T14 para R\$ 351 milhões no 1T15, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento nos encargos de dívida (R\$ 95 milhões), devido principalmente ao aumento do custo médio da dívida, do estoque de dívida e do dólar ;
- (ii) Aumento devido à variação cambial de Itaipu (R\$ 70 milhões);
- (iii) Aumento nas multas e juros sobre as compras de energia (R\$ 7 milhões);
- (iv) Outros (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (v) Efeito da marcação a mercado no 1T15 nas operações sob a lei 4.131 - Efeito não caixa (R\$ 34 milhões);
- (vi) Redução na despesa relacionada à reclassificação de multas operacionais de despesas financeiras para despesas operacionais, que foram de R\$ 8 milhões no 1T14.

Despesa Financeira Gerencial: aumento de 77,9% (R\$ 153 milhões), passando de R\$ 197 milhões no 1T14 para R\$ 351 milhões no 1T15, devido, além dos fatores descritos acima, pela:

- (vii) **Efeito não-recorrente** no 1T14 de R\$ 26 milhões relativo ao efeito da marcação a mercado das captações realizadas naquele período (por meio da Lei nº 4131/62).

Parcialmente compensados por:

- (viii) R\$ 6 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, resultado de um líquido a pagar no 1T14.

12.1.1.7) Lucro Líquido

No 1T15, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 194 milhões, registrando um aumento de 152,2% (R\$ 117 milhões).

Considerando os ativos e passivos financeiros setoriais e expurgando os efeitos não-recorrentes e outros ajustes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 214 milhões no 1T15, comparado a R\$ 235 milhões no 1T14, uma redução de 9,1% (R\$ 21 milhões).

12.1.2) Reajuste Tarifário Anual

Datas dos Reajustes Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Piratininga	23 de outubro
CPFL Santa Cruz	3 de fevereiro
CPFL Leste Paulista	3 de fevereiro
CPFL Jaguari	3 de fevereiro
CPFL Sul Paulista	3 de fevereiro
CPFL Mococa	3 de fevereiro
CPFL Paulista	8 de abril
RGE	19 de junho

CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.871, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 41,45%, sendo 37,31% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 4,14% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 4,67% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 3,43% e da Parcela B de 0,35%. O cálculo levou em consideração a Revisão Tarifária Extraordinária, ocorrida em fevereiro de 2015. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 03 de fevereiro de 2015, a Aneel homologou os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2015 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Reajuste Tarifário Anual (RTA)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	1.849	1.851	1.853	1.852	1.850
IRT Econômico	28,90%	30,24%	40,07%	28,82%	22,01%
Componentes Financeiros	-5,55%	-5,36%	-1,61%	-8,02%	12,67%
IRT Total	23,34%	24,88%	38,46%	20,80%	34,68%
Efeito Médio	28,29%	28,38%	45,70%	24,64%	27,96%

As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2015.

RGE

Em 17 de junho de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.739, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 21,82%, sendo 18,83% relativos ao Reajuste Tarifário e

2,99% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,77% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 17,12% e da Parcela B de 1,70%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2014.

CPFL Piratininga

Em 21 de outubro de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.810, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 19,73%, sendo 15,81% relativos ao Reajuste Tarifário e 3,92% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,43% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 15,50% e da Parcela B de 0,31%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2014.

12.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015

Em 27 de fevereiro a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal revisão, dentre elas as distribuidoras do Grupo CPFL. Essa RTE foi necessária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dessas concessionárias frente aos seguintes fatos: (i) aumento da taxa de câmbio e da tarifa, adotada nos contratos de compra de energia da Usina de Itaipu em 2015; (ii) aumento do custo de compra de energia decorrente do Leilão de Ajuste de 2015 e do Leilão de Energia Existente de 2014; (iii) aumento significativo da quota CDE em 2015; (iv) exclusão do componente financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação; e (v) recálculo do encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Para as distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, a RTE foi necessária para contemplar a nova quota CDE de 2015, adequar a taxa de câmbio para pagamento da energia comprada da Usina de Itaipu, e excluir o componente financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação, pois os demais itens já haviam sido contemplados no Reajuste Tarifário Anual – RTA de 3 de fevereiro. As novas tarifas entraram em vigor em 02 de março de 2015.

As revisões tarifárias extraordinárias são demonstradas, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
Energia	17,1%	7,7%	1,2%	0,8%	2,6%	1,7%	-4,1%	3,3%
Encargos	18,4%	24,0%	15,0%	20,5%	20,2%	17,4%	13,2%	26,0%
Efeito médio consumidor	37,2%	32,3%	16,6%	22,0%	23,0%	19,5%	10,0%	29,8%

Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referentes à conta ACR, destinadas à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

O efeito da retificação das revisões tarifárias extraordinárias em relação às RTEs originalmente homologadas são demonstradas, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Efeito médio consumidor	-4,1%	-4,0%	-5,0%	-4,2%	-4,6%

12.1.4) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição

O Grupo mantém a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Indicadores DEC e FEC 1T14 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	6,87	7,59	17,61	7,37	6,69	6,03	10,09	5,66
FEC	4,80	4,71	8,84	6,88	5,53	5,11	7,72	6,16

Indicadores DEC e FEC 1T15 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,02	6,91	17,90	6,62	9,70	5,53	8,51	7,32
FEC	4,75	4,27	8,96	5,80	7,28	4,34	5,72	6,84

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	571.436	627.009	-8,9%
Receita Operacional Líquida	502.642	557.308	-9,8%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	34.225	76.984	-55,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	28.736	51.234	-43,9%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e combinação de negócios, conforme Instrução CVM nº 527/12.

Receita Operacional

No 1T15, a receita operacional bruta atingiu R\$ 571 milhões, representando uma redução de 8,9% (R\$ 56 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 503 milhões, representando uma redução de 9,8% (R\$ 55 milhões).

EBITDA

No 1T15, o EBITDA foi de R\$ 34 milhões, uma redução de 55,5% (R\$ 43 milhões), devido à redução da margem no segmento de Comercialização, parcialmente compensada pela expansão no segmento de Serviços.

Lucro Líquido

No 1T15, o lucro líquido foi de R\$ 29 milhões, uma redução de 43,9% (R\$ 22 milhões).

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	254.202	283.022	-10,2%
Receita Operacional Líquida	232.139	268.394	-13,5%
Custo com Energia Elétrica	(48.492)	(22.160)	118,8%
Custos e Despesas Operacionais	(49.646)	(52.285)	-5,0%
EBITDA	183.439	296.815	-38,2%
Lucro Líquido	38.436	140.215	-72,6%

Nota: O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

DRE Consolidado - Geração Convencional - Consolidação Proporcional ⁽¹⁾ (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	538.454	635.427	-15,3%
Receita Operacional Líquida	489.792	591.871	-17,2%
Custo com Energia Elétrica	(93.774)	(76.785)	22,1%
Custos e Despesas Operacionais	(197.947)	(202.387)	-2,2%
Resultado do Serviço	198.071	312.700	-36,7%
EBITDA	257.794	370.840	-30,5%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	384.903	393.291	-2,1%
Resultado Financeiro	(142.782)	(128.328)	11,3%
Lucro Antes da Tributação	55.289	183.420	-69,9%
Lucro Líquido	33.428	123.372	-72,9%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	117.320	138.190	-15,1%

Notas:

(1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);

(2) Exclui os efeitos não recorrentes.

Receita Operacional

No 1T15, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 538 milhões, uma redução de 15,3% (R\$ 97 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 490 milhões, registrando uma redução de 17,2% (R\$ 102 milhões).

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Redução do ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física por conta da

queda do PLD teto. O ganho do 1T14 (R\$ 117 milhões) foi registrado na receita operacional; já o ganho do 1T15 (R\$ 74 milhões) foi registrado como redutor do custo com energia elétrica;

- (ii) Redução da receita da Epasa, no montante de R\$ 3 milhões, refletindo o custo de aquisição de óleo combustível;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Incremento devido à renovação do contrato entre CPFL Geração e Furnas e reajustes de preço dos demais contratos de venda (R\$ 23 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 1T15, o custo com energia elétrica foi de R\$ 94 milhões, um aumento de 22,1% (R\$ 17 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Custos com GSF de R\$ 127 milhões no 1T15, enquanto que no 1T14 esse custo foi de R\$ 22 milhões – **efeitos não-recorrentes**. Vale destacar que o contrato de venda de energia da UHE Serra da Mesa para Furnas isenta a CPFL Geração dos gastos com GSF. Estes montantes referem-se, portanto, aos demais projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó e Jaguari Geração);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (redutor de custo) (R\$ 74 milhões);
- (iii) Outros efeitos (R\$ 14 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 198 milhões no 1T15, comparados a R\$ 202 milhões no 1T14, uma redução de 2,2% (R\$ 4 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 138 milhões, registrando uma redução de 3,6% (R\$ 5 milhões), devido principalmente à redução nas despesas de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 9 milhões) (receita associada), parcialmente compensado pelo aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 60 milhões, um aumento de 1,1% (R\$ 1 milhão).

EBITDA

No 1T15, o **EBITDA** foi de R\$ 258 milhões, comparado a R\$ 371 milhões no 1T14, uma redução de 30,5% (R\$ 113 milhões). A redução decorre principalmente dos gastos **não-recorrentes** com GSF (R\$ 105 milhões – R\$ 127 milhões no 1T15 e R\$ 22 milhões no 1T14) e do efeito da estratégia de sazonalização da garantia física nesse trimestre (R\$ 43 milhões).

No 1T15, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 385 milhões, uma redução de 2,1% (R\$ 8 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 143 milhões, representando um aumento de 11,3% (R\$ 14 milhões).

As Despesas Financeiras passaram de R\$ 145 milhões no 1T14 para R\$ 177 milhões no 1T15 (aumento de R\$ 32 milhões), decorrente principalmente do aumento do CDI e da variação cambial relacionada às dívidas de Baesa e Ceran.

Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 17 milhões no 1T14 para R\$ 34 milhões no 1T15 (aumento de R\$ 17 milhões), devido principalmente ao aumento do CDI e à receita relacionada ao *hedge* cambial de dívidas de Baesa e Ceran.

Lucro Líquido

No 1T15, o **lucro líquido** foi de R\$ 33 milhões, comparado a R\$ 123 milhões no 1T14, uma redução de 72,9% (R\$ 90 milhões). Essa variação deve-se principalmente à redução do EBITDA, além da piora do Resultado Financeiro, como explicado acima.

No 1T15, o **lucro líquido gerencial** foi de R\$ 117 milhões, uma redução de 15,1% (R\$ 21 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)	389.992	308.469	26,4%
Receita Operacional Líquida	364.415	288.907	26,1%
Custo com Energia Elétrica	(121.812)	(126.998)	-4,1%
Custos e Despesas Operacionais	(193.315)	(143.206)	35,0%
Resultado do Serviço	49.288	18.703	163,5%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	177.565	119.273	48,9%
Resultado Financeiro	(106.682)	(68.206)	56,4%
Lucro antes da Tributação	(57.394)	(49.503)	15,9%
Lucro Líquido (IFRS)	(64.645)	(54.325)	19,0%

Nota: O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Mil)			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	207.513	181.504	14,3%
Receita Operacional Líquida	194.023	169.994	14,1%
Custo com Energia Elétrica	(68.813)	(74.726)	-7,9%
Custos e Despesas Operacionais	(99.772)	(84.263)	18,4%
Resultado do Serviço	25.438	11.006	131,1%
EBITDA ⁽¹⁾	91.643	70.181	30,6%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	119.709	112.598	6,3%
Resultado Financeiro	(55.059)	(40.132)	37,2%
Lucro antes da Tributação	(29.621)	(29.127)	1,7%
Lucro Líquido	(33.364)	(31.964)	4,4%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	(5.298)	10.452	-

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) Exclui efeitos Não-Recorrentes.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 1T15, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Início do faturamento por disponibilidade do complexo eólico Rosa dos Ventos (13,7 MW) a partir de fevereiro de 2014;
- (ii) Início da operação dos complexos eólicos Atlântica (120 MW), em março de 2014, e Macacos I (30 MW), em maio de 2014;
- (iii) Conclusão da associação com a DESA em setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014.

Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a receita operacional bruta atingiu R\$ 208 milhões no 1T15, representando um aumento de 14,3% (R\$ 26 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 194 milhões, representando um aumento de 14,1% (R\$ 24 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos projetos que iniciaram as vendas no período (citados acima), além do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo do período.

Da mesma forma, é importante observar também que a receita sobre a geração efetiva do complexo eólico Santa Clara passou a ser reconhecida a partir 29 de março de 2014. Anteriormente, principalmente em 2013, seu faturamento correspondia ao critério de rateio fixo da receita anual, porque a conexão com o sistema estava pendente, aguardando o término da construção da ICG.

Custo com Energia Elétrica

No 1T15, o custo com energia elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 69 milhões, representando uma redução de 7,9% (R\$ 6 milhões). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- Ocorrência de efeitos **não-recorrentes** citados a seguir:
 - (i) Menor compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs que não estavam no MRE. No 1T15, as compras das PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro totalizaram R\$ 1 milhão, enquanto que no 1T14 as compras das PCHs Três Saltos, Americana e Socorro totalizaram R\$ 23 milhões;
 - (ii) Compra de energia extraordinária para atender ao lastro de contratos de venda de energia do complexo eólico Atlântica, cujo último parque entrou em operação comercial em março de 2014, no montante de R\$ 16 milhões no 1T14;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Ocorrência de GSF no valor de R\$ 27 milhões no 1T15, enquanto que no 1T14 esse custo foi de R\$ 4 milhões. As condições hidrológicas desfavoráveis desde o início de 2014 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE.

Custos e Despesas Operacionais

No 1T15, os custos e despesas operacionais (considerando a participação proporcional) atingiram R\$ 100 milhões, representando um aumento de 18,4% (R\$ 16 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 34 milhões, registrando um aumento de 33,8% (R\$ 8 milhões), devido principalmente ao crescimento do portfólio e a maior geração de energia no período (R\$ 6 milhões) e pela provisão de contingência referente a processo de arbitragem de projeto eólico descontinuado no Estado do Rio Grande do Norte (R\$ 3 milhões);
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 66 milhões, um aumento de 11,9% (R\$ 7 milhões), devido principalmente à entrada em operação de novos ativos entre o 1T14 e 1T15.

EBITDA

No 1T15, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 92 milhões, aumento de 30,6% (R\$ 21 milhões).

Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 120 milhões no 1T15, comparado a R\$ 113 milhões no 1T14, um aumento de 6,3% (R\$ 7 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 55 milhões, representando um aumento de 37,2% (R\$ 15 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 52 milhões no 1T14 para R\$ 70 milhões no 1T15, um aumento de 36,3% (R\$ 19 milhões). Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 11 milhões no 1T14 para R\$ 15 milhões no 1T15, um aumento de 33,2% (R\$ 4 milhões).

Lucro Líquido

No 1T15, o **prejuízo líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 33 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 32 milhões no 1T14, um aumento de 4,4% (R\$ 1 milhão).

Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Prejuízo Líquido Gerencial** foi de R\$ 5 milhões no 1T15, comparado a um **Lucro Líquido Gerencial** de R\$ 10 milhões no 1T14.

12.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.802 MW de capacidade instalada em operação e 306 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (399 MW), 34 parques eólicos (1.032 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 11 parques eólicos (282 MW) e 2 PCHs (51 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.244 MW, perfazendo um portfólio total de 5.379 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos (participação de 100%) em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - portfolio (participação 100%)					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	399	1.032	370	1	1.802
Em construção	51	282	-	-	333
Em desenvolvimento	216	2.484	-	544	3.244
TOTAL	666	3.798	370	545	5.379

Parque Eólico Morro dos Ventos II – Em Operação

A ANEEL, por meio do Despacho nº 1.107, autorizou a entrada em operação comercial, em 16 de abril de 2015, do Parque Eólico Morro dos Ventos II, cuja entrada em operação estava inicialmente prevista para o 1S16. O parque eólico totaliza 29,2 MW de capacidade instalada, com garantia física de 15,3 MWmédios e está localizado no município de João Câmara/RN. A energia foi vendida por meio do 13º Leilão de Energia Nova, realizado em 2011 (preço: R\$ 133,20/MWh – março de 2015). A partir da data do despacho, a energia gerada por este parque será injetada no sistema e vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia que passa a vigorar a partir de janeiro de 2016.

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V) e Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que entrarão em operação, conforme previsto, a partir do 2T16. A potência instalada é de 231,0 MW e a garantia física é de 120,9 MWmédios.

PCH Mata Velha

A PCH Mata Velha, localizada em Minas Gerais, encontra-se em fase de construção, sendo que está prevista para entrar em operação gradualmente a partir do 2T16. A potência instalada é de 24,0 MW e a garantia física é de 13,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 16º Leilão de Energia Nova, realizado em 2013 (preço: R\$ 143,30/MWh – março de 2015).

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no município de Itarema/CE, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T18. A potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 18º Leilão de Energia Nova, realizado em 2014 (preço: R\$ 133,00/MWh – março de 2015).

PCH Boa Vista II – Último Leilão A-5 (abril de 2015)

A CPFL Renováveis comercializou 14,0 MWmédios no 21º Leilão de Energia Nova, a serem gerados pela PCH Boa Vista II, localizada no estado Minas Gerais e com 26,5 MW de capacidade instalada. A vigência do contrato decorrente desta comercialização será de 25 anos, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020. O lote foi vendido ao preço médio de R\$ 207,64/MWh (base: abril de 2015), com reajuste anual pelo IPCA.

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	31/03/2015	31/12/2014	31/03/2014
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.027.798	4.357.455	4.242.756
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.033.719	2.251.124	2.225.166
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	54.483	54.483	55.265
Títulos e Valores Mobiliários	12.527	5.324	14.439
Tributos a Compensar	333.921	329.638	243.746
Derivativos	89.842	23.260	56
Ativo Financeiro Setorial	884.576	610.931	-
Estoques	22.378	18.505	22.063
Arrendamentos	13.329	12.396	12.013
Ativo Financeiro da Concessão	559.942	540.094	-
Outros Créditos	1.000.067	1.011.495	1.824.755
TOTAL DO CIRCULANTE	10.032.581	9.214.704	8.640.259
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	117.184	123.405	143.763
Coligadas, Controladas e Controladora	103.396	100.666	87.682
Depósitos Judiciais	1.171.261	1.162.477	1.139.048
Tributos a Compensar	140.539	144.383	167.684
Ativo Financeiro Setorial	292.721	321.788	-
Derivativos	1.251.437	584.917	194.677
Créditos Fiscais Diferidos	894.270	938.496	1.219.861
Arrendamentos	33.735	35.169	39.350
Ativo Financeiro da Concessão	2.998.843	2.834.522	2.935.915
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	423.522	388.828	298.995
Investimentos	1.108.829	1.098.769	1.147.199
Imobilizado	8.921.549	8.878.064	7.743.348
Intangível	9.014.873	9.155.973	8.705.508
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	26.588.813	25.884.112	23.939.685
TOTAL DO ATIVO	36.621.394	35.098.816	32.579.944

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2015	31/12/2014	31/03/2014
CIRCULANTE			
Fornecedores	2.147.001	2.374.147	2.440.119
Encargos de Dívidas	100.918	97.525	81.820
Encargos de Debêntures	299.056	293.108	216.378
Empréstimos e Financiamentos	1.725.381	1.093.500	1.349.935
Debêntures	723.313	2.042.075	35.300
Entidade de Previdência Privada	87.444	85.374	80.343
Taxas Regulamentares	376.650	43.795	44.197
Impostos, Taxas e Contribuições	541.705	436.267	429.760
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	19.031	19.086	21.118
Obrigações Estimadas com Pessoal	80.774	70.252	75.152
Derivativos	0	38	1.019
Passivo Financeiro Setorial	6.438	21.998	-
Uso do Bem Público	4.099	4.000	3.823
Outras Contas a Pagar	897.098	835.941	677.259
TOTAL DO CIRCULANTE	7.008.908	7.417.104	5.456.224
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	633	633	-
Encargos de Dívidas	73.400	60.717	55.531
Encargos de Debêntures	-	-	39.185
Empréstimos e Financiamentos	11.220.501	9.426.634	8.350.156
Debêntures	6.146.535	6.136.400	7.568.258
Entidade de Previdência Privada	494.235	518.386	326.060
Impostos, Taxas e Contribuições	-	-	26.808
Débitos Fiscais Diferidos	1.378.227	1.385.498	1.116.646
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	483.545	490.858	475.740
Derivativos	13.141	13.317	7.748
Passivo Financeiro Setorial	24.290	-	-
Uso do Bem Público	81.977	80.992	80.285
Outras Contas a Pagar	169.479	183.766	119.238
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	20.085.962	18.297.200	18.165.656
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	468.082	468.082	285.477
Reserva Legal	650.811	650.811	603.352
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	-	-	108.987
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	368.935	330.437	303.504
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	554.888	554.888	-
Dividendo	-	-	567.802
Resultado Abrangente Acumulado	139.394	145.893	391.137
Lucros Acumulados	136.970	-	144.564
	7.112.504	6.943.535	7.198.246
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.414.019	2.440.978	1.759.818
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	9.526.523	9.384.513	8.958.064
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	36.621.394	35.098.816	32.579.944

13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS			
	1T15	1T14	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	5.266.724	3.755.166	40,3%
Suprimento de Energia Elétrica	856.462	700.955	22,2%
Receita com construção de infraestrutura	230.808	188.770	22,3%
Ativo e passivo financeiro setorial	688.584	-	-
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	593.300	570.931	3,9%
	7.635.877	5.215.823	46,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.345.809)	(1.288.513)	82,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.290.068	3.927.309	34,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.203.931)	(2.359.960)	35,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(393.920)	(192.284)	104,9%
	(3.597.851)	(2.552.244)	41,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(225.033)	(196.670)	14,4%
Material	(32.180)	(27.883)	15,4%
Serviços de Terceiros	(135.865)	(119.355)	13,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(97.828)	(114.416)	-14,5%
Custos com construção de infraestrutura	(230.178)	(188.770)	21,9%
Entidade de Previdência Privada	(16.344)	(12.041)	35,7%
Depreciação e Amortização	(229.232)	(206.955)	10,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(84.701)	(71.644)	18,2%
	(1.051.362)	(937.733)	12,1%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	972.196	787.301	23,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	640.855	437.333	46,5%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	287.073	228.686	25,5%
Despesas	(653.802)	(451.592)	44,8%
	(366.729)	(222.905)	64,5%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	17.408	71.370	-75,6%
Amortização Mais Valia de Ativos	(284)	(295)	-3,7%
	17.124	71.075	-75,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	291.250	285.502	2,0%
Contribuição Social	(41.463)	(30.429)	36,3%
Imposto de Renda	(107.477)	(80.672)	33,2%
LUCRO LÍQUIDO	142.310	174.401	-18,4%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	168.970	176.496	-4,3%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(26.660)	(2.094)	1172,9%

Nota: (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".

13.4 Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial ¹			
	1T15	1T14	Var.
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	5.266.724	3.759.369	40,1%
Suprimento de Energia Elétrica	798.831	800.875	-0,3%
Receita com construção de infraestrutura	230.808	188.770	22,3%
Ativo e passivo financeiro setorial	688.584	-	-
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	591.547	570.844	3,6%
	7.576.493	5.319.858	42,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.315.934)	(1.279.938)	80,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.260.560	4.039.920	30,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.888.755)	(1.977.478)	46,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(399.815)	(199.777)	100,1%
	(3.288.570)	(2.177.255)	51,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(219.694)	(192.351)	14,2%
Material	(132.057)	(135.526)	-2,6%
Serviços de Terceiros	(127.342)	(116.855)	9,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(100.576)	(130.547)	-23,0%
Custos com construção de infraestrutura	(230.178)	(188.770)	21,9%
Entidade de Previdência Privada	(16.344)	(12.041)	35,7%
Depreciação e Amortização	(215.560)	(206.258)	4,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(63.994)	(58.544)	9,3%
	(1.105.745)	(1.040.892)	6,2%
EBITDA Gerencial²	1.145.799	1.085.621	5,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	866.244	821.772	5,4%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	274.187	233.114	17,6%
Despesas	(629.796)	(431.777)	45,9%
	(355.609)	(198.663)	79,0%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	-	(953)	-
Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-
	-	(953)	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	510.635	622.156	-17,9%
Contribuição Social	(56.845)	(60.630)	-6,2%
Imposto de Renda	(153.455)	(165.991)	-7,6%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial³	300.335	395.536	-24,1%

Notas:

- (1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) do 1T14 e excluem os efeitos não recorrentes. A partir do 4T14, os antigos ativos e passivos regulatórios, agora denominados ativos e passivos financeiros setoriais, passaram a ter sua contabilização permitida pelo IFRS;
- (2) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".

13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	1T15	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.357.455	4.242.756
Lucro Líquido Antes dos Tributos	291.250	1.516.051
Depreciação e Amortização	313.933	1.195.298
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	584.343	1.741.920
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(799.111)	(838.901)
Ativo Financeiro Setorial	(224.161)	(1.156.880)
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	1.368	743.745
Fornecedores	(227.146)	(311.587)
Passivo Financeiro Setorial	(5.593)	16.405
Contas a Pagar - Aporte CDE	22.850	54.297
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(362.758)	(1.412.851)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(122.959)	(496.783)
Outros	431.361	714.508
	(387.873)	249.171
Total de Atividades Operacionais	(96.623)	1.765.222
Atividades de Investimentos		
Caixa Incorporado em Combinação de Negócios	-	139.293
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(330.785)	(1.152.895)
Outros	(18.981)	64.703
Total de Atividades de Investimentos	(349.766)	(948.899)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	-	572
Captação de Empréstimos e Debêntures	2.647.684	4.587.322
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(2.530.898)	(4.614.486)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(54)	(1.004.689)
Outros	-	-
Total de Atividades de Financiamento	116.732	(1.031.281)
Geração de Caixa	(329.657)	(214.958)
Saldo Final do Caixa - 31/03/2015	4.027.798	4.027.798

13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)			
	1T15	1T14	Var.
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	252.813	281.802	-10,3%
Outras Receitas Operacionais	1.390	1.220	13,9%
	254.202	283.022	-10,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(22.064)	(14.627)	50,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	232.139	268.394	-13,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(43.285)	(17.829)	142,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.207)	(4.331)	20,2%
	(48.492)	(22.160)	118,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(7.939)	(7.343)	8,1%
Material	(317)	(197)	60,8%
Serviços de Terceiros	(5.395)	(3.733)	44,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(3.852)	(9.498)	-59,4%
Entidade de Previdência Privada	(113)	(19)	488,3%
Depreciação e Amortização	(27.984)	(27.347)	2,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.046)	(4.148)	-2,5%
	(49.646)	(52.285)	-5,0%
EBITDA	183.439	296.815	-38,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	134.000	193.949	-30,9%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	31.133	13.215	135,6%
Despesas	(133.412)	(106.228)	25,6%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(102.280)	(93.013)	10,0%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	17.408	71.371	-75,6%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(284)	(295)	-3,9%
	17.124	71.075	-75,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	48.845	172.012	-71,6%
Contribuição Social	(2.895)	(8.447)	-65,7%
Imposto de Renda	(7.514)	(23.349)	-67,8%
LUCRO LÍQUIDO	38.436	140.215	-72,6%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	33.709	119.995	-71,9%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	4.727	20.220	-76,6%

13.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)			
	1T15	1T14	Var.
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	537.451	634.743	-15,3%
Outras Receitas Operacionais	1.002	684	46,6%
	538.454	635.427	-15,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(48.662)	(43.556)	11,7%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	489.792	591.871	-17,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	53.465	(36.378)	-247,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(20.130)	(17.955)	12,1%
	33.335	(54.334)	-161,4%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(10.917)	(9.529)	14,6%
Material	(102.190)	(108.455)	-5,8%
Serviços de Terceiros	(10.383)	(8.924)	16,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(14.620)	(16.367)	-10,7%
Entidade de Previdência Privada	(113)	(19)	488,3%
Depreciação e Amortização	(55.394)	(54.649)	1,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.330)	(4.444)	-2,6%
	(197.947)	(202.387)	-2,2%
EBITDA	384.903	393.291	-2,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	325.180	335.151	-3,0%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	34.167	16.954	101,5%
Despesas	(176.949)	(145.282)	21,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(142.782)	(128.328)	11,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	-	(953)	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-
	-	(953)	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	182.398	205.871	-11,4%
Contribuição Social	(17.358)	(18.036)	-3,8%
Imposto de Renda	(47.720)	(49.645)	-3,9%
LUCRO LÍQUIDO	117.320	138.190	-15,1%

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes.

13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS (Participação 100 %)			
	1T15	1T14	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	385.322	308.226	25,0%
Outras Receitas Operacionais	4.670	243	1825,1%
	389.992	308.469	26,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(25.577)	(19.561)	30,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	364.415	288.907	26,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(102.010)	(115.151)	-11,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(19.803)	(11.847)	67,2%
	(121.812)	(126.998)	-4,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(17.187)	(15.803)	8,8%
Material	(4.125)	(1.499)	175,1%
Serviços de Terceiros	(29.072)	(18.898)	53,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(14.653)	(6.436)	127,7%
Depreciação e Amortização	(84.898)	(68.025)	24,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(43.379)	(32.545)	33,3%
	(193.315)	(143.206)	35,0%
EBITDA (IFRS) (1)	177.565	119.273	48,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	49.288	18.703	163,5%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	29.609	19.491	51,9%
Despesas	(136.290)	(87.697)	55,4%
	(106.682)	(68.206)	56,4%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(57.394)	(49.503)	15,9%
Contribuição Social	(3.679)	(2.414)	52,4%
Imposto de Renda	(3.572)	(2.408)	48,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(64.645)	(54.325)	19,0%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	(64.430)	(54.307)	18,6%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(215)	(18)	1062,3%

Nota: (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial (Participação Proporcional)			
	1T15	1T14	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	205.103	181.362	13,1%
Outras Receitas Operacionais	2.410	143	1588,7%
	207.513	181.504	14,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(13.490)	(11.510)	17,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	194.023	169.994	14,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(30.527)	(25.339)	20,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(10.220)	(6.971)	46,6%
	(40.747)	(32.310)	26,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(8.870)	(9.298)	-4,6%
Material	(2.129)	(882)	141,4%
Serviços de Terceiros	(15.005)	(11.120)	34,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(7.563)	(3.787)	99,7%
Depreciação e Amortização	(43.817)	(40.026)	9,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(22.388)	(19.150)	16,9%
	(99.772)	(84.263)	18,4%
EBITDA Gerencial ⁽¹⁾	119.709	112.598	6,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	53.504	53.422	0,2%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	15.281	11.469	33,2%
Despesas	(70.341)	(51.601)	36,3%
	(55.059)	(40.132)	37,2%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(1.556)	13.290	-111,7%
Contribuição Social	(1.899)	(1.420)	33,7%
Imposto de Renda	(1.844)	(1.417)	30,1%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial ⁽¹⁾	(5.298)	10.452	-150,7%

Nota: 1) Participação proporcional – Não-Recorrentes.

13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado			
	1T15	1T14	Variação
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	4.990.469	3.526.709	41,50%
Suprimento de Energia Elétrica	185.807	41.771	344,82%
Receita com construção de infraestrutura	213.555	184.570	15,70%
Ativo e passivo financeiro setorial	688.584	-	-
Outras Receitas Operacionais	561.617	539.628	4,07%
	6.640.031	4.292.678	54,68%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.244.669)	(1.201.168)	86,87%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.395.362	3.091.510	42,18%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.824.468)	(2.045.336)	38,09%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(370.268)	(176.892)	109,32%
	(3.194.735)	(2.222.228)	43,76%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(157.821)	(141.704)	11,37%
Material	(21.361)	(20.214)	5,68%
Serviços de Terceiros	(125.184)	(109.419)	14,41%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(81.549)	(101.275)	-19,48%
Custos com construção de infraestrutura	(213.555)	(184.570)	15,70%
Entidade de Previdência Privada	(16.231)	(12.022)	35,01%
Depreciação e Amortização	(112.296)	(108.522)	3,48%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.129)	(5.096)	0,66%
	(733.127)	(682.821)	7,37%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	584.926	300.078	94,92%
RESULTADO DO SERVIÇO	467.501	186.461	150,72%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	193.336	160.607	20,38%
Despesas	(350.838)	(217.597)	61,23%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(157.502)	(56.991)	176,36%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	309.998	129.470	139,44%
Contribuição Social	(30.815)	(14.145)	117,86%
Imposto de Renda	(84.901)	(38.278)	121,80%
Lucro Líquido (IFRS)	194.282	77.047	152,16%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

13.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado			
	1T15	1T14	Variação
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	4.990.469	3.530.912	41,34%
Suprimento de Energia Elétrica	185.807	41.771	344,82%
Receita com construção de infraestrutura	213.555	184.570	15,70%
Ativo e passivo financeiro setorial	688.584	-	-
Outras Receitas Operacionais	561.617	539.628	4,07%
	6.640.031	4.296.881	54,53%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.214.669)	(1.183.730)	87,09%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.425.362	3.113.151	42,15%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.824.468)	(1.854.953)	52,27%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(370.268)	(175.320)	111,20%
	(3.194.735)	(2.030.272)	57,36%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(157.821)	(141.704)	11,37%
Material	(21.361)	(20.214)	5,68%
Serviços de Terceiros	(125.184)	(109.419)	14,41%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(81.549)	(106.295)	-23,28%
Custos com construção de infraestrutura	(213.555)	(184.570)	15,70%
Entidade de Previdência Privada	(16.231)	(12.022)	35,01%
Depreciação e Amortização	(112.296)	(108.522)	3,48%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.129)	(5.096)	0,66%
	(733.127)	(687.841)	6,58%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	614.926	508.655	20,89%
RESULTADO DO SERVIÇO	497.501	395.037	25,94%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	193.336	171.704	12,60%
Despesas	(350.838)	(197.212)	77,90%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(157.502)	(25.508)	517,46%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	339.998	369.529	-7,99%
Contribuição Social	(33.515)	(35.750)	-6,25%
Imposto de Renda	(92.401)	(98.293)	-5,99%
Lucro Líquido Gerencial⁽³⁾	214.082	235.487	-9,09%

Notas:

- (1) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes;
- (2) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes.

13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(Pro-forma, em milhares de reais)

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)			
CPFL PAULISTA			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	3.380.150	2.263.874	49,3%
Receita Operacional Líquida	2.219.202	1.624.108	36,6%
Custo com Energia Elétrica	(1.623.956)	(1.220.318)	33,1%
Custos e Despesas Operacionais	(363.752)	(334.846)	8,6%
Resultado do Serviço	231.494	68.943	235,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	285.009	120.899	135,7%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	285.009	234.604	21,5%
Resultado Financeiro	(75.042)	(27.320)	174,7%
Lucro antes da Tributação	156.452	41.623	275,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	98.049	23.020	325,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	98.049	98.004	0,0%
CPFL PIRATININGA			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	1.548.582	1.003.771	54,3%
Receita Operacional Líquida	997.858	711.078	40,3%
Custo com Energia Elétrica	(734.310)	(518.647)	41,6%
Custos e Despesas Operacionais	(146.417)	(146.096)	0,2%
Resultado do Serviço	117.132	46.335	152,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	140.087	68.855	103,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	140.087	117.611	19,1%
Resultado Financeiro	(39.305)	(13.580)	189,4%
Lucro antes da Tributação	77.827	32.755	137,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	48.545	19.621	147,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	48.545	54.602	-11,1%
RGE			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	1.360.784	794.273	71,3%
Receita Operacional Líquida	948.469	584.682	62,2%
Custo com Energia Elétrica	(691.456)	(381.181)	81,4%
Custos e Despesas Operacionais	(174.739)	(153.626)	13,7%
Resultado do Serviço	82.273	49.876	65,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	115.197	81.386	41,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	115.197	96.817	19,0%
Resultado Financeiro	(35.649)	(17.988)	98,2%
Lucro antes da Tributação	46.624	31.888	46,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	29.348	19.864	47,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	29.348	30.697	-4,4%
CPFL SANTA CRUZ			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	161.730	111.569	45,0%
Receita Operacional Líquida	107.370	84.455	27,1%
Custo com Energia Elétrica	(70.128)	(52.626)	33,3%
Custos e Despesas Operacionais	(20.208)	(23.235)	-13,0%
Resultado do Serviço	17.035	8.594	98,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	20.565	12.003	71,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	20.565	12.318	66,9%
Resultado Financeiro	(767)	611	-225,4%
Lucro antes da Tributação	16.268	9.205	76,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	10.349	5.701	81,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	10.349	6.051	71,0%

Notas:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;

(3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)

CPFL LESTE PAULISTA			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	42.216	27.696	52,4%
Receita Operacional Líquida	28.706	21.007	36,6%
Custo com Energia Elétrica	(17.065)	(10.991)	55,3%
Custos e Despesas Operacionais	(6.064)	(7.711)	-21,4%
Resultado do Serviço	5.576	2.306	141,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	7.004	3.664	91,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	7.004	4.312	62,4%
Resultado Financeiro	(898)	723	-224,2%
Lucro antes da Tributação	4.679	3.029	54,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.948	1.872	57,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.948	2.250	31,0%

CPFL SUL PAULISTA			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	58.348	36.834	58,4%
Receita Operacional Líquida	38.142	26.925	41,7%
Custo com Energia Elétrica	(21.814)	(14.896)	46,4%
Custos e Despesas Operacionais	(9.216)	(7.174)	28,5%
Resultado do Serviço	7.113	4.854	46,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	8.533	6.178	38,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	8.533	6.560	30,1%
Resultado Financeiro	(1.032)	652	-258,4%
Lucro antes da Tributação	6.081	5.506	10,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.908	3.546	10,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.908	3.821	2,3%

CPFL JAGUARI			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	60.094	35.067	71,4%
Receita Operacional Líquida	37.754	25.120	50,3%
Custo com Energia Elétrica	(27.631)	(18.384)	50,3%
Custos e Despesas Operacionais	(7.522)	(5.333)	41,0%
Resultado do Serviço	2.601	1.403	85,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	3.468	2.178	59,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	3.468	3.789	-8,5%
Resultado Financeiro	(3.326)	(865)	284,4%
Lucro antes da Tributação	(725)	538	-234,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(638)	223	-385,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	(638)	1.272	-150,2%

CPFL MOCOCA			
	1T15	1T14	Var.
Receita Operacional Bruta	31.498	22.607	39,3%
Receita Operacional Líquida	20.944	16.898	23,9%
Custo com Energia Elétrica	(11.240)	(7.628)	47,4%
Custos e Despesas Operacionais	(5.426)	(5.121)	6,0%
Resultado do Serviço	4.277	4.149	3,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	5.062	4.915	3,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.062	5.037	0,5%
Resultado Financeiro	(1.484)	777	-290,9%
Lucro antes da Tributação	2.793	4.927	-43,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.774	3.199	-44,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.774	3.259	-45,6%

Notas:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) O EBITDA (IFRS + ativos e passivos financeiros setoriais) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais;

(3) O Lucro Líquido (IFRS + ativos e passivos financeiros setoriais) considera os ativos e passivos financeiros setoriais.

13.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	2.481	2.479	0,1%
Industrial	2.731	2.895	-5,7%
Comercial	1.563	1.556	0,4%
Outros	1.023	1.075	-4,8%
Total	7.797	8.004	-2,6%
CPFL Piratininga			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	1.122	1.131	-0,8%
Industrial	1.908	2.011	-5,1%
Comercial	668	660	1,1%
Outros	283	288	-1,5%
Total	3.981	4.090	-2,7%
RGE			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	663	652	1,8%
Industrial	836	885	-5,6%
Comercial	400	400	0,0%
Outros	699	727	-3,9%
Total	2.598	2.664	-2,5%
CPFL Santa Cruz			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	96	95	0,7%
Industrial	58	57	1,1%
Comercial	46	48	-3,1%
Outros	90	106	-15,7%
Total	290	306	-5,5%
CPFL Jaguari			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	24	23	2,3%
Industrial	99	97	1,4%
Comercial	14	14	2,7%
Outros	10	10	-3,2%
Total	147	145	1,4%
CPFL Mococa			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	20	19	4,2%
Industrial	16	17	-5,4%
Comercial	9	9	-1,6%
Outros	15	15	-2,8%
Total	59	60	-1,1%
CPFL Leste Paulista			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	26	26	1,5%
Industrial	19	19	-2,3%
Comercial	12	13	-5,6%
Outros	24	28	-11,6%
Total	81	85	-4,7%
CPFL Sul Paulista			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	38	37	1,0%
Industrial	83	75	11,1%
Comercial	16	16	1,0%
Outros	24	25	-3,0%
Total	161	153	5,3%

13.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	2.481	2.479	0,1%
Industrial	979	1.021	-4,1%
Comercial	1.415	1.442	-1,9%
Outros	989	1.039	-4,8%
Total	5.865	5.981	-1,9%
CPFL Piratininga			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	1.122	1.131	-0,8%
Industrial	536	559	-4,2%
Comercial	596	595	0,3%
Outros	272	275	-1,3%
Total	2.526	2.560	-1,3%
RGE			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	663	652	1,8%
Industrial	391	410	-4,6%
Comercial	377	379	-0,4%
Outros	699	727	-3,9%
Total	2.130	2.167	-1,7%
CPFL Santa Cruz			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	96	95	0,7%
Industrial	46	46	1,2%
Comercial	46	48	-3,0%
Outros	90	106	-15,7%
Total	278	295	-5,8%
CPFL Jaguari			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	24	23	2,3%
Industrial	80	79	0,2%
Comercial	14	14	2,7%
Outros	10	10	-3,2%
Total	127	126	0,6%
CPFL Mococa			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	20	19	4,2%
Industrial	9	10	-4,1%
Comercial	9	9	-1,6%
Outros	15	15	-2,8%
Total	53	53	-0,3%
CPFL Leste Paulista			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	26	26	1,5%
Industrial	7	7	9,7%
Comercial	12	13	-5,6%
Outros	24	28	-11,6%
Total	70	73	-4,0%
CPFL Sul Paulista			
	1T15	1T14	Var.
Residencial	38	37	1,0%
Industrial	25	21	18,0%
Comercial	16	16	1,0%
Outros	24	25	-3,0%
Total	103	99	3,6%